

TUGAS AKHIR - RF141501

**APLIKASI INVERSI *POST-STACK* DAN GEOSTATISTIK
UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR BATUPASIR
FORMASI LAKOTA LAPANGAN TEAPOT, WYOMING, USA**

BIDARA KALIANDRA
NRP 3714100025

Dosen Pembimbing
Wien Lestari, S.T., M.T.
NIP 19811002 201212 2003

Mariyanto, S.Si., M.T.
NPP 1991 2017 1 1044

DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA
Fakultas Teknik Sipil, Lingkungan dan Kebumihan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018



TUGAS AKHIR - RF141501

**APLIKASI INVERSI *POST-STACK* DAN GEOSTATISTIK UNTUK
KARAKTERISASI RESERVOAR BATUPASIR FORMASI LAKOTA
LAPANGAN TEAPOT, WYOMING, USA**

BIDARA KALIANDRA
NRP. 3714100025

Dosen Pembimbing

Wien Lestari, S.T., M.T.
NIP. 19811002 201212 2 003

Mariyanto, S.Si., M.T.
NPP. 1991 2017 1 1044

**DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA
Fakultas Teknik Sipil, Lingkungan dan Kebumihan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018**

“Halaman ini sengaja dikosongkan”



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

UNDERGRADUATE THESIS - RF141501

**APPLICATION OF POST-STACK INVERSION AND
GEOSTATISTICS FOR SANDSTONE RESERVOIR
CHARACTERIZATION OF LAKOTA FORMATION, TEAPOT
FIELD, WYOMING, USA**

BIDARA KALIANDRA
NRP. 3714100025

Supervisors

Wien Lestari, S.T., M.T.
NIP. 19811002 201212 2 003

Mariyanto, S.Si, M.T.
NPP. 1991 2017 1 1044

GEOPHYSICAL ENGINEERING DEPARTMENT
Faculty of Civil, Environmental and Geo Engineering
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

**APLIKASI INVERSI *POST-STACK* DAN GEOSTATISTIK
UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR BATUPASIR
FORMASI LAKOTA LAPANGAN TEAPOT, WYOMING,
USA**

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Departemen Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Sipil Lingkungan dan Kebumihan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Surabaya, 20 Juli 2018

Menyetujui,

-
1. Wien Lestari, S.T., M.T. (Pembimbing I)
NIP. 1981 1002 201212 2 003
-
2. Mariyanto, S.Si., M.T. (Pembimbing II)
NPP. 1991 2017 1 1044
-
3. Dr. Dwa Desa Warnana, S.Si., M.Si. (Penguji I)
NIP. 1976 0123 200003 1 001
-
4. Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si., M.T. (Penguji II)
NIP. 1969 9090 6199702 1 001

Mengetahui,

Kepala Laboratorium Petrofisika
Departemen Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Sipil Lingkungan dan Kebumihan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Wien Lestari, S.T., M.T.

NIP. 1981 1002 201212 2 003

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “APLIKASI INVERSI *POST-STACK* DAN GEOSTATISTIK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR BATUPASIR FORMASI LAKOTA LAPANGAN TEAPOT, WYOMING, USA” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diizinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi peraturan yang berlaku.

Surabaya, 26 Juni 2018

Bidara Kaliandra
3714100025

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

APLIKASI INVERSI *POST-STACK* DAN GEOSTATISTIK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR BATUPASIR FORMASI LAKOTA LAPANGAN TEAPOT, WYOMING, USA

Nama Mahasiswa : Bidara Kaliandra
NRP : 3714100025
Departemen : Teknik Geofisika
Insitut Teknologi Sepuluh Nopember
Dosen Pembimbing : Wien Lestari, S.T., M.T.
Mariyanto, S.Si., M.T.

ABSTRAK

Penelitian menggunakan metode inversi *post-stack* dan geostatistik telah dilakukan pada Formasi Lakota Lapangan Teapot Dome, Wyoming, Amerika Serikat. Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah untuk mengkarakterisasi reservoir Batupasir Formasi Lakota, hak milik *RMOTC* dan *U.S.Department of Energy*. Metode yang digunakan pada penelitian ini adalah inversi *post-stack* metode *modelbased* untuk mendapatkan nilai AI dari volume seismik dan aplikasi geostatistik menggunakan analisis variogram, *Kriging with External Drift* dan Simulasi Gaussian bertujuan untuk mendapatkan distribusi sifat fisis reservoir secara lateral dari data sumur. Hasil inversi *modelbased* menunjukkan nilai impedansi Formasi Lakota berada pada rentang 28000-36000 ft/s*g/cc yang mengindikasikan bahwa Formasi Lakota merupakan *interbedded shaly sand*. Pembuatan *layering* reservoir dari volume AI menjadi empat *map* bertujuan untuk mendapatkan persebaran sifat fisis reservoir yang lebih akurat menggunakan metode geostatistik. Hasil dari metode geostatistik menghasilkan nilai porositas total berada pada rentang 20 – 30 % dan V_{shale} memiliki rentang nilai 10 – 40 % pada keempat *layer map* tersebar pada daerah Barat Laut yang termasuk ke dalam zona *tight* (nilai AI > 30000 ft*s/g*cc). Daerah tersebut diindikasikan sebagai area yang berprospek dan rentang nilai sifat fisis tersebut diklasifikasikan sebagai karakteristik reservoir yang baik. Reservoir batupasir yang tersturasi gas berlokasi di sekitar sesar normal dengan orientasi Timur Laut – Barat Daya, yang dapat ditunjukkan dengan *bright amplitude* pada data seismik dan nilai impedansi rendah. Dua sesar normal mayor berorientasi Timur Laut – Barat Daya membentuk *two way dip closure trap* berperan sebagai jebakan hidrokarbon gas pada Formasi Lakota yang telah terbukti dengan adanya sumur produksi 41-2-X-3, 53-LX-3 dan 56-LX-10 berdasarkan data produksi Lapangan Teapot.

Kata kunci: Formasi Lakota, Geostatistik, Inversi *Post-stack*, *Shaly-sand*

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

**APPLICATION OF POST-STACK INVERSION AND
GEOSTATISTICS FOR SANDSTONE RESERVOIR
CHARACTERIZATION OF LAKOTA FORMATION, TEAPOT
FIELD, WYOMING, USA**

Student Name : Bidara Kaliandra
Student ID : 3714100025
Departement : Geophysical Engineering
Insitut Teknologi Sepuluh Nopember
Supervisors : Wien Lestari, S.T, M.T.
Mariyanto, S.Si., M.T.

ABSTRACT

The research using post-stack inversion and geostatistical method has been conducted on Lakota Formation, Teapot Dome Field, Wyoming, USA. The aim is to obtain reservoir characteristics and physical properties of Lakota Sandstone, copyrights of RMOTC, U.S Department of Energy. The method used in this research consist of Post-stack inversion modelbased method to obtain Acoustic Impedance of seismic volume and geostastical method using variogram analysis, Kriging with External Drift and also Gaussian simulation to obtain physical properties distribution laterally from well data. The result of modelbased inversion shows the impedance value of Lakota Formation has the range 28000-36000 ft/s*g/cc. It indicates that Lakota Formation has interbedded shaly-sand characteristics. The inversion result is divided into four layers and sliced into four maps to obtain physical properties distributin of Lakota Formation more accurately. The result of geostatistical method yields Total Porosity value of four maps on Lakota Formation has 20 – 30 % and V_{shale} 10 – 40% scattered in Northwest area of Teapot Field represents a tight zone (Acoustic Impedance value > 30000 ft/s*g/cc), which is indicated as prospective area and also those physical properties values classified as good reservoir characteristics. Sandstone reservoir which saturated by gas is located around normal fault with Northeast – Southwest orientation. It can be seen by bright amplitude on seismic data and low impedance value. Two major normal fault with Northeast – Southwest orientation forming two way dip closure trap has the role of gas brine zone trap of Lakota Formation. The existing of gas zone was proven by production wells 41-2-X-3, 53-LX-3 dan 56-LX-10 from Teapot Production Data.

Keywords: Geostatistics, Lakota Formation, Post-stack Inversion, Shaly-sand

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah Azza wa Jalla, karena atas pertolongan dan rahmat-Nya, penulis dapat menyelesaikan laporan Tugas Akhir yang berjudul “APLIKASI INVERSI *POST-STACK* DAN GEOSTATISTIK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR BATUPASIR FORMASI LAKOTA LAPANGAN TEAPOT, WYOMING, USA” sebagai syarat kelulusan dari Departemen Teknik Geofisika ITS.

Pelaksanaan dan Penyusunan Laporan Tugas Akhir ini dapat terlaksanakan dengan baik, tidak terlepas dari bimbingan, bantuan, dan dukungan berbagai pihak. Pada kesempatan ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. *Rocky Mountain Oilfield Testing Center (RMOTC)* dan *U.S. Department of Energy* sebagai sumber data yang digunakan pada Tugas Akhir ini.
2. Keluarga yang selalu mendukung dan mendoakan penulis selama pelaksanaan Tugas Akhir ini.
3. Bapak Dr. Widya Utama, DEA selaku Ketua Departemen Teknik Geofisika ITS.
4. Ibu Wien Lestari, S.T., MT, Pak Mariyanto dan Bapak Firman Syaifuddin, S.Si., MT yang telah membimbing dan membantu penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.
5. Seluruh dosen dan karyawan Departemen Teknik Geofisika ITS yang telah banyak memberikan ilmu selama penulis melakukan studi Departemen Teknik Geofisika ITS dan terima kasih telah banyak memfasilitasi penulis selama mengerjakan Tugas Akhir.
6. Teman-teman Teknik Geofisika ITS angkatan 2014 (TG03) atas dukungan serta bantuannya selama 4 tahun ini.
7. Semua pihak yang tidak dapat dituliskan satu per satu oleh penulis, terima kasih banyak atas bantuan, doa dan dukungannya.

Semoga Allah membalas kebaikan dari semua pihak. Penulis menyadari penulisan Tugas Akhir ini masih banyak kekurangan. Oleh karena itu, penulis berharap kritik dan saran yang membangun dengan harapan Penelitian Tugas Akhir ini dapat bermanfaat untuk kedepannya baik untuk penulis sendiri maupun bagi pembaca.

Surabaya, 26 Juni 2018

Bidara Kaliandra

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR ISI

HALAMAN COVER.....	i
LEMBAR PENGESAHAN.....	v
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	vii
ABSTRAK	ix
ABSTRACT	xi
KATA PENGANTAR.....	xiii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR.....	xix
DAFTAR TABEL	xxiii
BAB I	1
PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan	3
1.5 Manfaat	3
BAB II	5
TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Geologi Regional	5
2.2 Stratigrafi	7
2.2 Seismik Refleksi	8
2.2.1 Gelombang seismik	8
2.2.2 Resolusi Vertikal.....	11
2.4 Inversi <i>Post-Stack</i>	12
2.5 Geostatistika.....	13
2.5.1 Variogram	14
2.5.2 Kriging	14

2.5.2.1	<i>Point kriging</i>	15
2.5.2.2	<i>Collocated kriging</i>	15
2.5.2.3	<i>Kriging with External Drift (KED)</i>	15
2.5.3	Simulasi Gaussian Sekuensial.....	16
2.8	Studi Literatur Penelitian Terkait.....	16
BAB III.....		19
METODOLOGI PENELITIAN		19
3.1	Waktu dan Tempat Penelitian	19
3.2	<i>Timeline</i> Pelaksanaan Tugas Akhir.....	19
3.3	Data dan Perangkat	20
3.4	Alur Kerja	22
3.5	Pengolahan Data	23
3.5.1	Input Data	23
3.5.2	Analisis Reservoir	24
3.5.3	Pembuatan <i>wavelet</i>	24
3.5.4	<i>Well to Seismic Tie</i>	25
3.5.5	Interpretasi horizon dan struktur	27
3.5.6	Pembuatan model inisial	28
3.5.7	Analisis Sensitivitas	28
3.5.8	Inversi <i>Post-Stack</i>	28
3.5.9	Pembuatan <i>reservoir layering</i>	30
3.5.10	Geostatistik	31
BAB IV		33
ANALISIS HASIL DAN PEMBAHASAN		33
4.1	Analisis zona target.....	33
4.1.1	Analisis <i>Tuning Thickness</i>	33
4.1.2	Korelasi Sumur	33
4.2	<i>Well to Seismic Tie</i>	35
4.3	Interpretasi Horizon dan Struktur	37
4.4	Pembuatan model inisial	39

4.5	Analisis Sensitivitas	40
4.4	Inversi <i>Post-Stack</i>	42
4.7	Analisis Variogram	47
4.7.1	Variogram <i>Well to well</i>	48
4.7.2	Variogram <i>Seismic to seismic</i>	48
4.8	Simulasi Gaussian	51
4.9	Kriging parameter fisis reservoir	53
4.9.1	Porositas	53
4.9.2	V_{shale}	55
4.10	Interpretasi Bersama.....	57
BAB V		63
KESIMPULAN DAN SARAN		63
5.1	Kesimpulan	63
5.2	Saran	63
DAFTAR PUSTAKA		65
BIODATA PENULIS		77

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Lokasi penelitian berada di lapangan Teapot Dome, Wyoming, Amerika Serikat. (Cooper, 2006).....	5
Gambar 2. 2 Mekanisme terbentuknya patahan secara regional pada daerah Teapot Dome. Antiklin Teapot Dome digambarkan dengan kontur berwarna jingga, zona wrench faulting ditandai dengan warna hijau, dan zona maximum flexure ditandai dengan warna merah. (Universal Oil and Gas, LLC)	6
Gambar 2. 3 Kolom stratigrafi unit <i>Creataceous</i> . Kotak merah menandakan Formasi Lakota yang terbagi menjadi tiga anggota dengan karakteristik batupasir yang berbeda-beda. (Palmer, 1983)	7
Gambar 2. 4 Skema perolehan <i>trace</i> seismik diperoleh dari konvolusi antara koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i> sumber. Proses ini termasuk <i>forward modeling</i> . (Brown, 2011).....	9
Gambar 2. 5 Respon wavelet fase minimum dan fase nol terhadap koefisien refleksi (Veeken, 2007)	10
Gambar 2. 6 Efek interferensi lapisan yang membaji dengan nilai akustik impedansi yang tinggi (limestone) di encased oleh lapisan shale dengan nilai akustik impedansi yang lebih rendah (Bradley, 1985).....	11
Gambar 2. 7 Proses inversi dan <i>forward modeling</i> yang melibatkan deret koefisien refleksi dan parameter impedansi akustik terhadap model frekuensi rendah. (Brown, 2011).....	12
Gambar 2. 8 Klasifikasi inversi seismik berdasarkan jenis data seismik yang digunakan, <i>Pre-stack</i> dan <i>Post-stack</i> (Russell, 1988).....	13
Gambar 2. 9 Model variogram secara umum (Vilela dkk, 2013)	14
Gambar 3. 1 <i>Basemap</i> daerah penelitian dengan lokasi tiap sumur pada <i>boundary</i> data seismik	21
Gambar 3. 2 Alur kerja penelitian Tugas Akhir	22
Gambar 3. 3 Informasi data seismik <i>3D post-stack</i> Lapangan Teapot Dome...	23
Gambar 3. 4 Hasil <i>scanning wavelet</i> pada data seismik dengan <i>time window</i> Formasi Lakota menunjukkan frekuensi dominan sebesar 33 Hz	25
Gambar 3. 5 Contoh proses koreksi Log DT oleh waktu <i>checkshot</i> pada sumur 11-AX-11	26
Gambar 3. 6 Contoh proses <i>well to seismic tie</i> pada sumur 11-AX-11	26
Gambar 3. 7 Hasil <i>picking</i> Formasi Lakota dengan waktu elevasi 800-1000 ms	27
Gambar 3. 8 Parameter yang digunakan dalam pembuatan model inisial frekuensi rendah	28

Gambar 3. 9 Parameter yang digunakan untuk kalkulasi inversi <i>bandlimited</i>	29
Gambar 3. 10 Parameter yang digunakan untuk kalkulasi inversi <i>linear programming sparse-spike</i>	29
Gambar 3. 11 Parameter yang digunakan untuk kalkulasi inversi <i>modelbased</i>	30
Gambar 3. 12 Pembuatan <i>layering</i> (+25 ms) pada hasil inversi dari batas atas dan bawah Formasi Lakota.....	30
Gambar 3. 13 Penarikan <i>marker</i> pada sumur 48-X-28 dari horizon dijadikan sebagai kontrol pada masing-masing <i>Map AI</i>	31
Gambar 3. 14 Parameter yang digunakan dalam analisis geostatistik untuk kalkulasi variogram (a), kriging (b) dan simulasi (c).	31
Gambar 4. 1 Korelasi sumur pada Formasi Lakota dari arah Barat laut ke Tenggara.....	34
Gambar 4. 2 Hasil <i>well to seismic tie</i> pada sumur 11-AX-11	36
Gambar 4. 3 Hasil <i>well to seismic tie</i> pada sumur 17-WX-21	36
Gambar 4. 4 Batas kontras AI terhadap amplitudo. Kenaikan impedansi (RC+) pada batas atas Formasi Lakota jatuh pada <i>zero crossing</i> . (Sheriff, 1980).....	37
Gambar 4. 5 <i>Time Structure Map</i> hasil interpretasi Formasi Lakota.....	38
Gambar 4. 6 Interpretasi horizon dan patahan pada penampang <i>arbitrary line</i> yang didominasi oleh sesar normal berorientasi Timur Laut – Barat Daya.....	39
Gambar 4. 7 Model inisial frekuensi rendah pada penampang <i>arbitrary line</i> . Horizon berwarna biru menunjukkan batas Formasi Lakota.	40
Gambar 4. 8 <i>Cross plot Log AI</i> dengan Porositas dengan <i>color key Gamma Ray</i>	41
Gambar 4. 9 <i>Cross section Log AI</i> hasil interpretasi zona pada <i>crossplot</i> Formasi Lakota.....	41
Gambar 4. 10 <i>Cross plot Log AI</i> dengan Porositas dengan <i>color key Gamma Ray</i> . Zona <i>sand</i> ditandai dengan lingkaran berwarna merah, sementara zona <i>shale</i> ditandai dengan lingkaran biru.....	42
Gambar 4. 11 <i>Cross plot</i> antar impedansi akustik data log dengan hasil inversi memiliki gradien yang linier. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik data log, dan sumbu y merupakan impedansi akustik hasil inversi.....	45
Gambar 4. 12 <i>Error plot</i> model sintetik hasil inversi dengan data <i>real</i> menunjukkan korelasi yang sangat baik dan nilai error yang rendah.	45
Gambar 4. 13 Penampang hasil inversi <i>model-based</i> pada <i>arbitrary line</i> yang melintasi sumur penelitian sebagai kontrol.	46
Gambar 4. 14 Pembuatan <i>reservoir layering</i> dari hasil inversi menjadi peta AI <i>Layer 1</i> (a), <i>Layer 2</i> (b), <i>Layer 3</i> (c), <i>Layer 4</i> (d).....	47

Gambar 4. 15 Variogram <i>well to well</i> dari <i>Map</i> AI 1 (a), <i>Map</i> AI 2 (b), <i>Map</i> AI 3 (c) dan <i>Map</i> AI 4 (d). Titik hitam menunjukkan sebaran data sumur dan garis merah merupakan hasil pemodelan variogram.....	48
Gambar 4. 16 Variogram <i>seismic to seismic</i> <i>Map</i> AI 1 (a), <i>Map</i> AI 2 (b), <i>Map</i> AI 3 (c) dan <i>Map</i> AI 4 (d). Titik hitam menunjukkan sebaran data seismik dan garis merah merupakan hasil pemodelan variogram.....	49
Gambar 4. 17 Hasil kriging persebaran AI dengan metode <i>external drift</i> pada <i>Map</i> 1 (a), <i>Map</i> 2 (b), <i>Map</i> 3 (c) dan <i>Map</i> 4 (d) menghasilkan hasil yang lebih <i>smooth</i>	50
Gambar 4. 18 Hasil rata-rata simulasi 50 peta AI pada <i>Layer</i> 1 (a), <i>Layer</i> 2 (b), <i>Layer</i> 3 (c) dan <i>Layer</i> (4).....	52
Gambar 4. 19 <i>Crossplot</i> antara data sumur dengan peta rata-rata simulasi AI pada <i>Map</i> 1 (a), <i>Map</i> 2 (b), <i>Map</i> 3 (c) dan <i>Map</i> 4 (d).....	52
Gambar 4. 20 Hubungan log porositas dengan map AI sebagai <i>input</i> pada <i>Map</i> 1 (a), <i>Map</i> 2 (b), <i>Map</i> 3 (c) dan <i>Map</i> 4 (d). Titik hitam merupakan data pada setiap sumur, sedangkan garis merah merupakan garis regresi linier. Sumbu x merupakan nilai porositas dari log dan sumbu y merupakan <i>average map</i> AI hasil simulasi.....	54
Gambar 4. 21 Hasil kriging sifat fisis porositas pada <i>Map</i> 1 (a), <i>Map</i> 2 (b), <i>Map</i> 3 (c) dan <i>Map</i> 4 (d). Nilai porositas untuk Formasi Lakota berada pada rentang 10-30%.	55
Gambar 4. 22 Hubungan log V_{shale} dengan <i>map</i> AI sebagai <i>input</i> pada <i>Map</i> 1 (a), <i>Map</i> 2 (b), <i>Map</i> 3 (c) dan <i>Map</i> 4 (d). Titik hitam merupakan data pada setiap sumur, sedangkan garis merah merupakan garis regresi linier. Sumbu x merupakan nilai V_{shale} dari log dan sumbu y merupakan <i>average map</i> AI hasil simulasi.....	55
Gambar 4. 23 Hasil kriging sifat fisis V_{shale} pada <i>Map</i> 1 (a), <i>Map</i> 2 (b), <i>Map</i> 3 (c) dan <i>Map</i> 4 (d). Nilai V_{shale} untuk Formasi Lakota berada pada rentang 10-50%.....	56
Gambar 4. 24 Peta persebaran Porositas Total (a) dan V_{shale} (b) yang di <i>overlay</i> dengan kontur <i>Time Structure Map</i> pada <i>Map</i> 1. Zona yang ditandai dengan warna merah menunjukkan nilai porositas tinggi, sedangkan nilai V_{shale} yang cukup rendah yang ditandai dengan zona berwarna kuning memiliki tren persebaran yang serupa dengan porositas tinggi.....	57
Gambar 4. 25 Peta persebaran Porositas Total (a) dan V_{shale} (b) yang di <i>overlay</i> dengan kontur <i>Time Structure Map</i> pada <i>Map</i> 2. Zona yang ditandai dengan warna merah menunjukkan nilai porositas tinggi, sedangkan nilai V_{shale} yang cukup rendah yang ditandai dengan zona berwarna kuning memiliki tren yang serupa dengan porositas tinggi.....	58

Gambar 4. 26 Peta persebaran Porositas Total (a) dan V_{shale} (b) yang di <i>overlay</i> dengan kontur <i>Time Structure Map</i> pada <i>Map 3</i> . Zona yang ditandai dengan warna merah menunjukkan nilai porositas tinggi, sedangkan nilai V_{shale} yang rendah yang ditandai dengan zona berwarna kuning tersebar cukup luas pada daerah Barat Laut.	59
Gambar 4. 27 Peta persebaran Porositas Total (a) dan V_{shale} (b) yang di <i>overlay</i> dengan kontur <i>Time Structure Map</i> pada <i>Map 4</i> . Zona yang ditandai dengan warna merah menunjukkan nilai porositas tinggi, sedangkan nilai V_{shale} yang rendah yang ditandai dengan zona berwarna kuning memiliki tren persebaran yang serupa dengan porositas tinggi di bagian Tenggara.	60
Gambar 4. 28 Interpretasi daerah penelitian berdasarkan hasil inversi, atribut <i>sweetness</i> dan struktur geologi. Zona reservoar berasosiasi pada daerah patahan. Tanda bintang hitam merupakan sumur produksi.	61

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1	Sumber referensi utama penelitian terkait	17
Tabel 3. 1	Waktu dan tempat pelaksanaan Tugas Akhir.....	19
Tabel 3. 2	<i>Timeline</i> Pengerjaan Tugas Akhir.....	19
Tabel 3. 3	Informasi kelengkapan data sumur	20
Tabel 4. 1	Ketebalan reservoir berdasarkan <i>marker</i> tiap sumur.....	35
Tabel 4. 2	Nilai korelasi <i>well to seismic tie</i> tiap sumur	37
Tabel 4. 3	Nilai error dan korelasi sintetik yang dihasilkan dari tiap metode inversi	43
Tabel 4. 4	Parameter yang digunakan untuk inversi <i>model based</i>	44

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Karakterisasi reservoir merupakan suatu proses pendeskripsian sifat-sifat reservoir untuk memahami informasi-informasi geologi dengan berbagai ketidakpastian yang mengakibatkan reservoir memiliki sifat heterogen. Sifat fisis dari reservoir umumnya meliputi distribusi porositas, ukuran butir, saturasi, dan permeabilitas yang terdapat dalam fasies dari lingkungan pengendapannya (Ruzi, 2008). Dalam mengkarakterisasi sifat fisis suatu reservoir diperlukan integrasi data untuk mendapatkan model yang konsisten, seperti data seismik, data sumur, data *core* dan sebagainya. Namun, penggunaan langsung data seismik untuk mengkarakterisasi sifat fisis reservoir menghadapi masalah kesenjangan resolusi, yaitu antara resolusi spasial yang tinggi dari data seismik itu sendiri dengan resolusi spasial yang rendah dari data sumur. Adanya kesenjangan dalam resolusi spasial ini, sulit untuk menginterpolasi dan mengekstrak hubungan parameter dari keduanya, misalnya amplitudo dari data seismik dengan porositas sumur (Deutsch dkk, 1998). Data seismik konvensional yang hanya memberikan informasi amplitudo sebagai kontras impedansi antar lapisan batuan belum bisa memberikan nilai impedansi akustik pada tiap lapisannya, sehingga perlu dilakukan proses inversi untuk mendapatkan volume impedansi akustik dari data seismik. Inversi yang umum digunakan untuk memperoleh parameter impedansi akustik dari data seismik adalah Inversi *Post-stack*. Inversi ini menggunakan data seismik *post-stack* yang mengasumsikan sudut reflektivitas nol, sehingga, hasil inversi *post-stack* hanya digunakan untuk menghasilkan parameter impedansi akustik yang berhubungan dengan sifat fisis reservoir seperti porositas dan densitas. Proses inversi untuk mengembalikan nilai impedansi akustik tersebut tidak hanya melibatkan data seismik saja, karena data seismik tidak memiliki acuan parameter fisis yang sesuai dengan kondisi asli di bawah permukaan, sehingga dibutuhkan data sumur sebagai kontrol parameter fisis tersebut.

Adanya permasalahan yang telah disebutkan sebelumnya bahwa terdapat ketidakpastian yang tinggi pada bawah permukaan maupun kesenjangan resolusi antara data seismik dan data sumur, maka diperlukan suatu metode untuk mengatasi masalah tersebut, yaitu dengan mengaplikasikan metode geostatistik. Metode geostatistik merupakan bentuk metode terapan dari metode statistik yang dapat diaplikasikan ke bidang geofisika, salah satunya dalam pembuatan model atau peta sifat fisis reservoir. Prinsip dari metode geostatistik dalam pembuatan model reservoir yaitu dengan cara mempertimbangkan hubungan dari variabel yang ada untuk mengestimasi nilai variabel pada lokasi yang tidak memiliki data

atau tidak terukur (Kelkar dkk, 2001). Pendekatan-pendekatan yang dilakukan pada metode geostatistik pada umumnya meliputi analisis variogram, kriging, *Sequential Gaussian Simulation* berbasis *grid*.

Penelitian menggunakan Inversi *Post-stack* dan metode geostatistik telah dilakukan sebelumnya secara efisien oleh Ruzi (2008) dengan studi kasus Cekungan Sumatera Tengah, Putra (2010) dengan studi kasus Lapangan Boonsville, Texas, dan Pradana (2017) dengan studi kasus Lapangan Teapot Dome untuk mengkarakterisasi sifat fisis reservoir. Dengan demikian, penelitian-penelitian terkait yang telah dilakukan sebelumnya dapat menjadi rujukan utama dalam mengatasi permasalahan-permasalahan yang ada dalam penelitian Tugas Akhir ini. Penelitian ini memilih lokasi lapangan Teapot Dome, Wyoming, USA dengan objektif utama Batupasir Formasi Lakota.

1.2 Rumusan Masalah

Adapun rumusan masalah pada Tugas Akhir ini adalah bagaimana cara untuk mendapatkan karakteristik serta distribusi sifat fisis reservoir Batupasir Formasi Lakota Lapangan Teapot Dome berdasarkan hasil inversi *post-stack* dan metode geostatistik.

1.3 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah pada Tugas Akhir ini adalah penggunaan data seismik *3D post stack time migration* yang diambil dari situs *wiki.seg.org* yang telah dilakukan proses pengolahan data seismik sebelumnya sehingga tidak termasuk ke dalam bahasan pada penelitian Tugas Akhir ini. Kemudian, target reservoir yang dijadikan kajian dalam penulisan Tugas Akhir ini adalah Batupasir Formasi Lakota, lapangan Teapot Dome. Penentuan batas formasi reservoir telah ditentukan sebelumnya dan informasi tersebut dapat diperoleh dari data *marker* yang telah dilakukan interpretasi sebelumnya. Adapun data-data tersebut merupakan hak milik *Rocky Mountain Oil Testing Center (RMOTC)* dan *U.S. Department of Energy*. Adapun perangkat lunak yang digunakan dalam pengerjaan Tugas Akhir ini adalah Hampson Russell 10.0 dan Petrel 2014.

1.4 Tujuan

Tujuan Tugas Akhir ini adalah mendapatkan karakteristik serta distribusi sifat fisis reservoir Batupasir Formasi Lakota Lapangan Teapot Dome, berdasarkan hasil inversi *post-stack* dan metode geostatistik.

1.5 Manfaat

Manfaat dilakukannya penelitian Tugas Akhir ini adalah sebagai rujukan untuk melakukan penelitian selanjutnya, salah satunya mengaplikasikan inversi geostatistik untuk mendapatkan model yang akurat dari daerah penelitian.

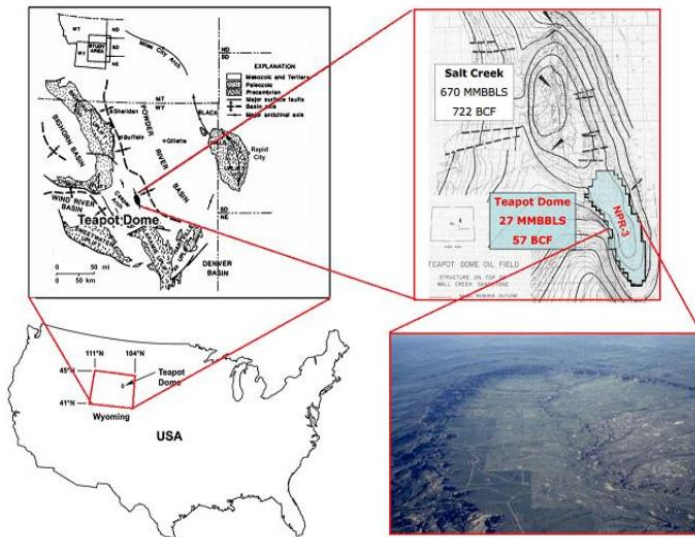
“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

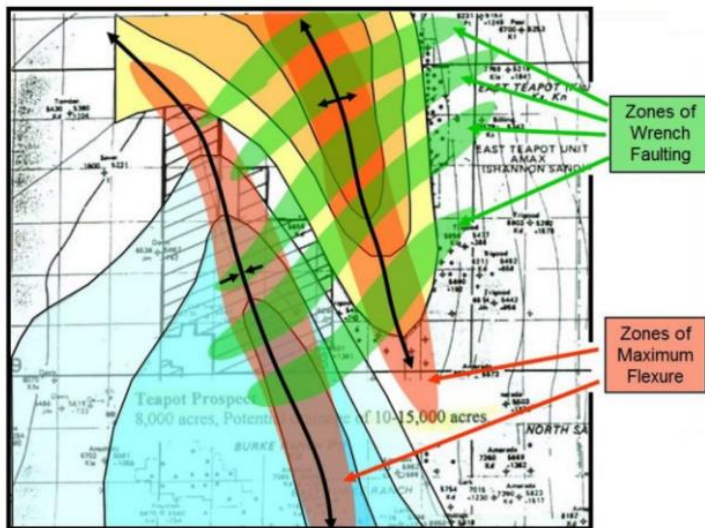
2.1 Geologi Regional

Lapangan Teapot Dome terletak di sebelah Selatan lapangan Salt Creek dan bagian dari antiklin Salt Creek di pinggiran Barat Daya Powder River Basin dengan luas 9481 hektar (Gambar 2.1), yang sekarang dimiliki oleh *Stranded Oil Resources Corporation*. Bagian terdalam dari Powder River Basin mengandung hampir 5.500 meter batuan sedimen, sekitar 2.440 meter diantaranya adalah *nonmarine* Upper Cretaceous dan batuan sedimen klastik tersier yang lebih rendah yang terkait dengan orogenesis *Laramide*. Struktur *Laramide* secara umum merekam jaringan pemendekan kerak Amerika Utara arah Timur Laut-Barat Daya. Bagian Timur dan Barat Teapot Dome dibatasi oleh antiklin yang memanjang dengan arah sumbu relatif Barat Laut-Tenggara, sedangkan bagian Utara, Selatan, dan Barat Daya dibatasi oleh tinggian yang disebabkan oleh proses *uplift* (Cooper, 2006). *Uplift* ini memiliki tipe memanjang, dengan struktur basement asimetris dikontrol oleh *Blind Thrust Fault*, dengan tren arah Utara atau Timur Laut. Struktur cekungan juga terbentuk sebagai hasil dari kompresi.



Gambar 2. 1 Lokasi penelitian berada di lapangan Teapot Dome, Wyoming, Amerika Serikat. (Cooper, 2006)

Deformasi utama di Powder River Basin dimulai pada awal Eosen dan berlanjut ke Miosen. Pengaruh perubahan struktur dimulai dari gaya kompresional dari Barat, menghasilkan *reverse fault*, rekahan tensional pada bagian antiklin dan bidang patahan yang relatif curam dengan *offset* yang sangat kecil pada blok yang turun (Thom dkk, 1931). Patahan normal berarah timur-barat dengan *offset* 200 feet yang memisahkan lapangan Teapot Dome menjadi dua bagian yang ditunjukkan pada (Gambar 2.2) (Wegemann 1911, 1918). *Dome* yang berada di Utara posisinya lebih atas dibandingkan blok bagian Selatan. Patahan dalam struktur antiklin ini berperan penting sebagai jalur migrasi hidrokarbon di daerah penelitian. Delienasi patahan dan pemahaman pola patahan pada horizon sangat penting untuk membantu kesuksesan eksplorasi hidrokarbon dan dapat juga digunakan untuk rekomendasi penempatan lokasi injeksi CO₂ ke dalam formasi.



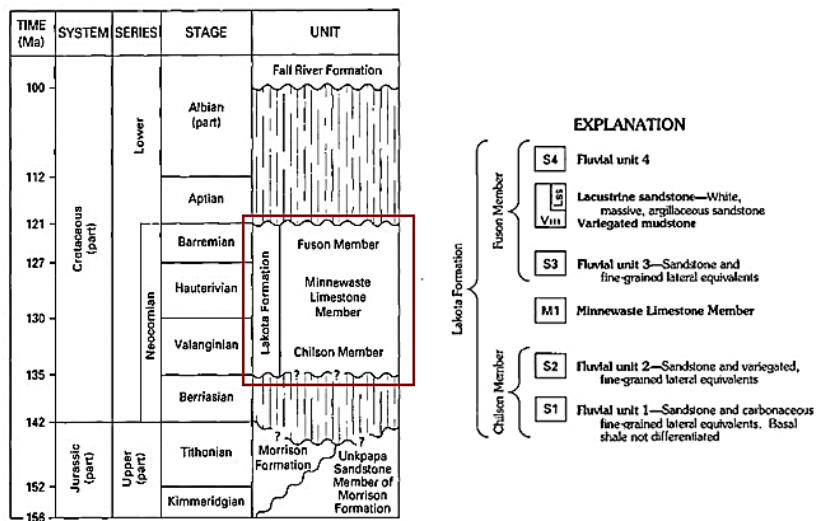
Gambar 2.2 Mekanisme terbentuknya patahan secara regional pada daerah Teapot Dome. Antiklin Teapot Dome digambarkan dengan kontur berwarna jingga, zona *wrench faulting* ditandai dengan warna hijau, dan zona *maximum flexure* ditandai dengan warna merah. (Universal Oil and Gas, LLC)

Secara struktural, Antiklin Teapot Dome yang terbentuk pada umur *Laramide*, terletak memanjang dan menunjam (*plunging*) kearah Utara-Selatan. Teapot Dome merupakan struktur kecil tambahan dari struktur antiklin yang jauh lebih besar, yaitu Antiklin *Salt Creek* yang berlokasi dekat dengan *Teapot*

Dome. Bagian Utara merupakan kemenerusan dari Antiklin Salt Creek. Dari penampang seismik Barat Daya - Timur Laut dapat dilihat pola lipatan asimetri dan *reverse fault* memotong lipatan relatif ke arah Barat Laut - Tenggara dengan *offset* minimum (Curry, 1977).

2.2 Stratigrafi

Secara umum Formasi Lakota berada pada kedalaman 1140 hingga 1280 meter dan menipis secara bertahap ke arah Barat, dimana tebalnya sekitar 200 feet disepanjang Pass Creek. Struktur batuan utama adalah laminasi tipis, batu lanau kaya karbon, bertekstur sangat halus untuk batupasir kasar dan terkadang adalah konglomeratik serta batulumpur berpasir abu-abu, hijau, kuning, atau merah. Komposisi batupasir dari semua unit sangat mirip. Dalam batuan berbutir halus, konstituen detrital yang dominan adalah kuarsa, yang membentuk sekitar 85 hingga 95 persen. Stratigrafi pada Formasi Lakota menunjukkan area pengendapan yang luas yang diinterpetasikan oleh (Miall, 1985) dari singkapan dari tiga unit batupasir fluvial yang berbeda pada Formasi Lakota di area Barat Daya Black Hills, Dakota Selatan. Endapan fluvial tersebut terbentuk pada akhir dari rentetan pengendapan benua yang dimulai ketika laut *Jurrasic Sundance* diregresi dan diakhiri saat *Creataceous* awal.



Gambar 2. 3 Kolom stratigrafi unit *Creataceous*. Kotak merah menandakan Formasi Lakota yang terbagi menjadi tiga anggota dengan karakteristik batupasir yang berbeda-beda. (Palmer, 1983)

Batupasir Lakota terbagi menjadi tiga anggota, yaitu Fuson, Minnewaste dan Chilson (Gambar 2.3). Masing-masing anggota tersebut memiliki karakteristik batupasir fluvial yang berbeda-beda. Batu lempung karbonasi berpasir terlaminsi yang mendasari batupasir ditafsirkan sebagai dataran banjir dan rawa-rawa dari daerah *interstream*. Batuan lumpur non-laminasi, *noncarbonaceous*, *blocky-weathering* yang mengandung banyak konkresi kalsifikasi *syngenetic* membentuk sebagian besar bagian atas formasi. Jenis batuan yang diasosiasikan adalah batuan karbonat dan batupasir besar yang tidak tersusun dengan baik, yang pertama adalah dolomit di Gua Jewel berbentuk segi empat dan batu kapur (Anggota *Limestone* Minnewaste) di daerah yang berdekatan dengan wilayah Tenggara. Sedimen ini terdampar di daerah *interstream*, kemungkinan besar di sungai dan danau. *Chert grains* yang mengandung fragmen fosil silisifikasi sangat umum, terutama pada batupasir kasar. Hal ini menunjukkan bahwa jumlah sedimen Formasi Lakota yang cukup besar berasal dari formasi sedimen yang sudah ada sebelumnya. Aliran-aliran yang mengendapkan sebagian besar endapan Batupasir Lakota memasuki daerah dari Timur dan Tenggara dan dalam arah ini batupasir basal Kapur secara bertahap bertransportasi ke bawah dan lebih rendah di bagian Dakota Selatan, bertumpu pada batuan *Precambria*.

2.2 Seismik Refleksi

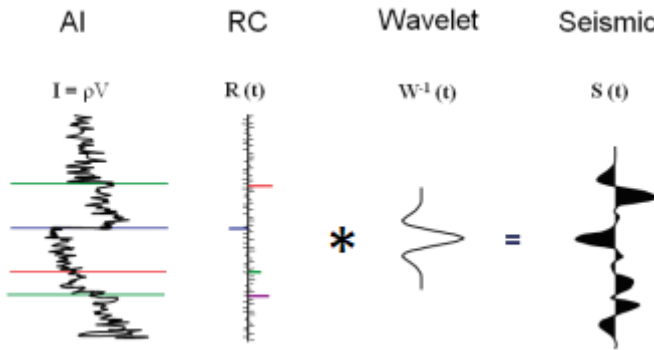
Metode seismik refleksi merupakan metode yang sangat umum digunakan dalam eksplorasi hidrokarbon, karena dalam metode ini dapat diperoleh suatu model dari data seismik refleksi yang representatif dengan kondisi asli dari bawah permukaan. Berikut ini adalah terminologi yang umum digunakan dalam metode seismik refleksi:

2.2.1 Gelombang seismik

Gelombang seismik merupakan gelombang yang dipancarkan ke bawah permukaan bumi dari sumber getaran memenuhi hukum-hukum gelombang elastis serta asumsi bahwa bumi tersusun atas lapisan-lapisan batuan yang memiliki karakteristik berbeda-beda. Kecepatan gelombang seismik pada reflektor adalah kecepatan yang merambat pada lapisan dibawahnya, semakin dalam perambatan gelombang seismik menyebabkan kecepatannya merambat lebih cepat namun kehilangan energi yang lebih besar pula (teratenuasi). Gelombang seismik yang terekam ini berupa fungsi waktu (*two way travel time*) dalam bentuk *trace* yang dapat dituliskan secara matematis sebagai berikut:

$$S(t) = W(t) * R(t) + n(t) \quad (2.1)$$

S merupakan *trace* seismik yang dihasilkan dari *wavelet* sumber (W) dikonvolusikan dengan koefisien refleksi bumi (RC) ditambah dengan *noise* (n) yang timbul selama perekaman.



Gambar 2. 4 Skema perolehan *trace* seismik diperoleh dari konvolusi antara koefisien refleksi dengan *wavelet* sumber. Proses ini termasuk *forward modeling*. (Brown, 2011)

Setiap lapisan bumi memiliki nilai impedansi akustik yang berbeda beda, besarnya kontras impedansi antar lapisan ditandai dengan deret koefisien refleksi yang diilustrasikan pada (Gambar 2.4). Impedansi akustik (AI) didefinisikan sebagai sifat suatu lapisan batuan untuk memantulkan atau meneruskan gelombang akustik yang mengenai medium tersebut. Nilai AI akan semakin besar jika lapisan batuanya semakin kompak (*hardness*). AI merupakan produk perkalian antara kecepatan gelombang P dan densitas yang dapat dituliskan sebagai berikut:

$$AI = \rho \cdot V_p \quad (2. 2)$$

Dengan AI adalah Impedansi Akustik suatu lapisan, ρ adalah densitas lapisan dan V_p adalah kecepatan Gelombang P (*compressional wave*). Dalam mengontrol nilai AI, kecepatan mempunyai arti lebih penting daripada densitas. Porositas dan fluida pengisi pori batuan (air, minyak dan gas) lebih mempengaruhi nilai kecepatan daripada densitas (Sukmono, 1999). Oleh karena itu, impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator perubahan litologi, porositas, kekerasan, dan kandungan fluida. Nilai AI berbanding lurus dengan kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas.

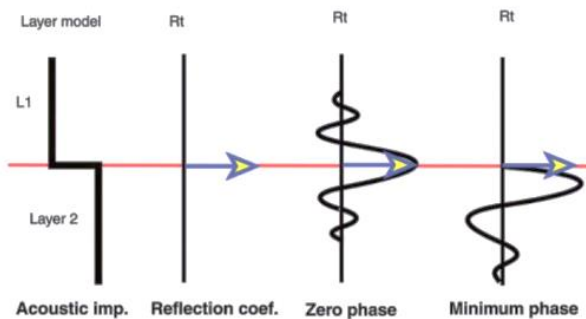
Apabila terdapat dua lapisan batuan yang saling berbatasan dan memiliki perbedaan nilai impedansi akustik, maka refleksi gelombang seismik

dapat terjadi pada bidang batas antara kedua lapisan tersebut. Besar nilai refleksi yang terjadi kemudian dinyatakan sebagai Koefisien Refleksi (RC) yang dapat dinyatakan dengan:

$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (2.3)$$

dimana RC adalah koefisien refleksi, AI_1 dan AI_2 adalah impedansi akustik lapisan pertama dan kedua. Nilai kontras AI dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya maka semakin besar koefisien refleksi dan kontras AI.

Dalam seismik juga sering dijumpai istilah *wavelet*, dimana *wavelet* merupakan tubuh gelombang dari gelombang yang menjadi sumber dalam eksplorasi seismik refleksi. Ada dua sifat penting dalam suatu *wavelet*, yaitu polaritas dan fasa.

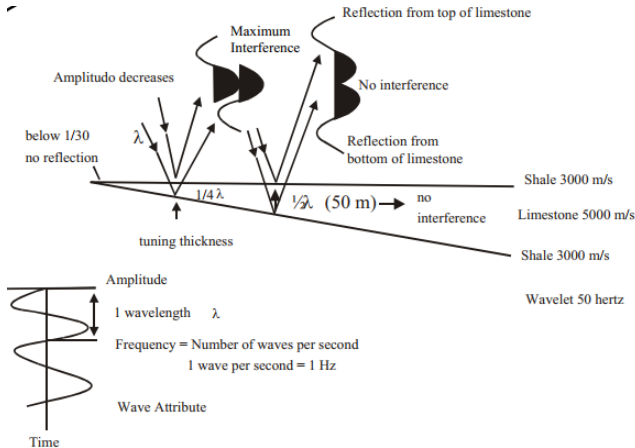


Gambar 2. 5 Respon *wavelet* fase minimum dan fase nol terhadap koefisien refleksi (Veeken, 2007)

Terdapat dua jenis polaritas dalam *wavelet*, yaitu polaritas normal (*normal polarity*) dan terbalik (*reverse polarity*) (Gambar 2.5). Pada polaritas normal, kenaikan impedansi akustik akan digambarkan sebagai lembah (*trough*) pada *trace* seismik, sedangkan pada polaritas terbalik, kenaikan impedansi akustik akan digambarkan sebagai dengan puncak (*peak*) pada *trace* seismik (berdasarkan konvensi Yilmaz, 1990). Ada dua jenis fasa dalam *wavelet* yang paling banyak digunakan dalam pengolahan data seismik dan interpretasi, yaitu fasa minimum (*minimum phase*) dan fasa nol (*zero phase*). *Wavelet* fasa nol memiliki amplitudo maksimum pada waktu sama dengan nol dan berimpit dengan *spike* refleksi. Sedangkan fasa minimum memiliki amplitudo maksimum pada waktu minimum.

2.2.2 Resolusi Vertikal

Resolusi vertikal adalah kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan lapisan atas dengan lapisan yang berada dibawahnya secara vertikal. *Event* refleksi antara lapisan atas dan lapisan bawah akan tampak terpisah dengan ketebalan minimum $\frac{1}{4}$ dari panjang gelombang (λ), dalam hal ini $\frac{1}{4} \lambda$ tersebut dinamakan *tuning thickness*. Apabila ketebalan kurang dari nilai *tuning thickness* maka akan tampak seperti satu *event* refleksi.

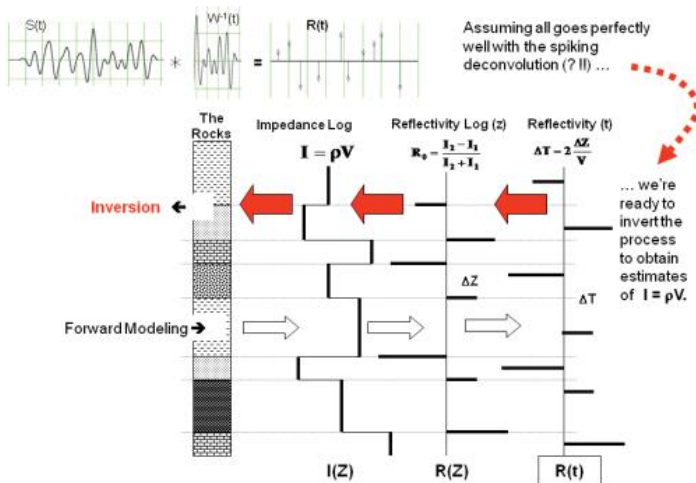


Gambar 2. 6 Efek interferensi lapisan yang membaji dengan nilai akustik impedansi yang tinggi (*limestone*) di *encased* oleh lapisan *shale* dengan nilai akustik impedansi yang lebih rendah (Bradley, 1985)

Contoh kasus resolusi vertikal pada (Gambar 2.6) ditunjukkan dengan tubuh batugamping berkecepatan tinggi yang membaji ke dalam tubuh batulempung yang berkecepatan lebih rendah. Pada bidang batas, muka gelombang datang yang berfase minimum akan mempunyai polaritas normal, sedangkan pada bidang batas bawah polaritasnya akan terbalik. Dua *wavelet* dengan beda polaritas tersebut akan terpisahkan, selama tebal waktu dari batugamping tersebut sama atau lebih besar dari *tuning thickness*. Bila tebal waktu batugamping kurang dari ketebalan *tuning*, maka polaritas yang berlawanan tersebut akan mulai *overlap* dan terjadi interferensi (Sukmono, 1999). Adapun faktor-faktor yang mempengaruhi resolusi vertikal seismik adalah frekuensi dan *bandwidth*, *interval velocity*, kontras impedansi, dan interferensi.

2.4 Inversi *Post-Stack*

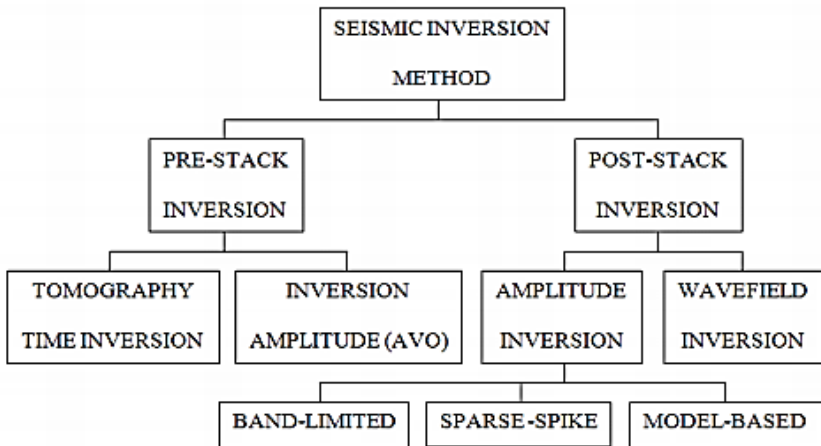
Inversi didefinisikan sebagai teknik untuk membuat model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Skema proses inversi dapat dilihat pada (Gambar 2.7). *Trace* seismik di bagian kiri, dikonvolusikan dengan *wavelet* untuk memperoleh deret koefisien refleksi (RC). Data seismik hanya akan menghasilkan garis-garis hitam selama proses inversi, karena data seismik bersifat *bandlimited*. Oleh karena itu, inversi untuk mendapatkan sifat fisis batuan hanya menghasilkan model frekuensi rendah tanpa tren (bertambahnya AI seiring bertambahnya kedalaman), karena frekuensi rendah tidak terkandung pada data seismik.



Gambar 2. 7 Proses inversi dan *forward modeling* yang melibatkan deret koefisien refleksi dan parameter impedansi akustik terhadap model frekuensi rendah. (Brown, 2011)

Model yang dihasilkan dari proses inversi adalah model impedansi yang dapat berupa AI, SI, atau EI yang merupakan parameter utama lapisan batuan. Dari model impedansi dapat dikorelasikan secara kuantitatif dengan parameter fisis dari reservoir yang terukur pada sumur seperti porositas, saturasi air, *Vshale*, permeabilitas dan sebagainya. Apabila korelasi antara hasil inversi dan data sumur cukup baik, maka hasil inversi dapat digunakan untuk memetakan parameter data sumur tersebut pada data seismik.

Data seismik *post-stack* adalah data seismik yang mengasumsikan amplitudo seismik hanya dihasilkan oleh reflektivitas (sudut 0), sehingga inversi *post-stack* hanya dapat digunakan untuk menghasilkan tampilan model AI saja, sementara inversi *pre-stack* mengandung informasi sudut reflektivitas $R(\theta)$ sehingga dapat menghasilkan parameter seperti EI, V_p/V_s dan LMR. Jenis inversi *post-stack* secara umum diantaranya *bandlimited*, *sparse-spike* dan *model based inversion*.



Gambar 2. 8 Klasifikasi inversi seismik berdasarkan jenis data seimik yang digunakan, *Pre-stack* dan *Post-stack* (Russell, 1988).

2.5 Geostatistika

Geostatistika adalah metode statistik yang digunakan untuk melihat hubungan antar variabel yang diukur pada titik tertentu dengan variabel yang sama diukur pada titik dengan jarak tertentu dari titik pertama (data spasial) dan digunakan untuk mengestimasi parameter di tempat yang tidak diketahui datanya. Sifat khusus dari data spasial ini adalah ketakbebasan dan keheterogenan (Oliver dkk, 2005). Metode geostatistik telah banyak digunakan pada geofisika reservoir (Journel, 1988). Hal ini dikarenakan metode geostatistik dapat mengintegrasikan berbagai macam informasi seperti data seismik, log, VSP dan *core* ke dalam model bawah permukaan. Komponen-komponen geostatistika umumnya meliputi variogram, kriging, dan simulasi.

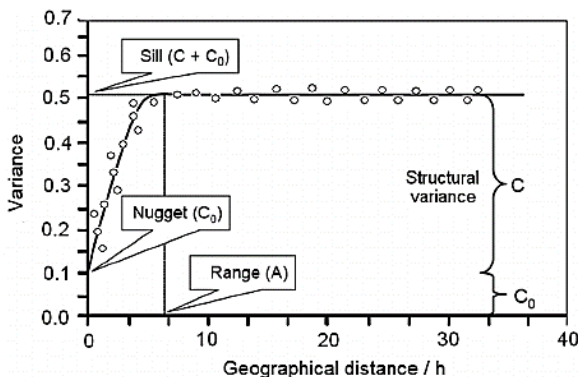
2.5.1 Variogram

Variogram merupakan keragaman spasial antar lokasi. Variogram adalah setengah dari nilai harapan dari kuadrat selisih antar variabel *random* yang dipisahkan oleh jarak tertentu;

$$\gamma(h) = \frac{1}{2} \frac{\sum [d_{(x+h)} - d_x]^2}{N} \quad (2.4)$$

Dengan $\gamma(h)$ adalah model variogram, \sum adalah semua pasangan dari jumlah data yang dipisah oleh jarak h , d adalah nilai data pada lokasi tertentu dan N adalah jumlah pasangan data untuk setiap nilai pada jarak h . Pada (Gambar 2.9) ditunjukkan komponen-komponen dari suatu model variogram, yaitu:

1. Nilai variogram disekitar titik awal mencerminkan kontinuitas lokal dan variabilitas dari data *random* yang ada. Bila nilai variogram pada = 0 tidak bernilai 0 maka dapat dikatakan bahwa variogram mempunyai efek *nugget*. *Nugget* mencerminkan adanya data skala kecil yang tidak berkorelasi.
2. *Sill* adalah nilai semivariogram pada saat tidak terjadi peningkatan yang signifikan (saat semivariogram cenderung mencapai nilai yang stabil). Nilai ini sama dengan nilai variansi dari data tersebut.
3. *Range* merupakan jarak (h) dimana nilai mencapai data mencapai nilai *sill*.



Gambar 2. 9 Model variogram secara umum (Vilela dkk, 2013)

2.5.2 Kriging

Kriging merupakan salah satu metode untuk mengestimasi nilai pada suatu titik berdasarkan sebaran data di sekitar titik tersebut. (Suprajitno, 2005) menjelaskan bahwa metode ini merupakan metode khusus dalam *moving*

average terbobot yang meminimalkan variansi dari hasil estimasi. Berdasarkan pada proses perhitungannya, metode *kriging* dapat dibedakan menjadi beberapa macam, yakni *ordinary kriging*, *universal kriging*, dan *collocated co-kriging*.

2.5.2.1 *Point kriging*

Point kriging atau *simple kriging* atau sering disebut juga dengan *ordinary kriging* yaitu metode perhitungan nilai harapan (estimasi) suatu titik sampel. Pada metode ini, memiliki asumsi khas untuk penerapan yang mudah digunakan dari *ordinary kriging* adalah *intrinsic stationarity* dari bidang dan pengamatan yang cukup untuk mengestimasi variogram. Pada perhitungan *point kriging*, variabel dianggap sebagai fungsi *random* ($R(u)$) tanpa *trend* ($m(u)$) sehingga dapat dituliskan sebagai berikut:

$$R(u) = X(u) - m(u) \quad (2. 5)$$

2.5.2.2 *Collocated kriging*

Collocated kriging atau *co-kriging* merupakan teknik kriging menggunakan 2 variabel yang berbeda namun masih memiliki hubungan secara spasial. Variabel yang diestimasi disebut dengan variabel utama atau *principal variable* sedangkan variabel yang digunakan sebagai informasi tambahan untuk mengestimasi disebut dengan *co-variabel*. Sebagai contoh, untuk persebaran nilai permeabilitas dapat diperoleh dengan menggunakan hasil model sebaran porositas sebagai *co-variabel* yang memiliki korelasi yang positif terhadap permeabilitas.

2.5.2.3 *Kriging with External Drift (KED)*

Kriging dengan *external drift* tidak terbatas pada satu variabel eksternal. Hasil dari KED adalah *drift* atau “*geo-regression*”, fungsi dari variogram, yang mengestimasi regresi rerata terhadap fungsi regresi linier ($drift = a + b S$) dengan *filtering* dari *spatial redundancy* yang merupakan regresi dengan pembobotan, dimana setiap bobot data yang proposional dari pengaruhnya terhadap seluruh data. KED membagi variabel regional menjadi dua bagian yaitu:

- *Drift* : Bobot rata-rata dari titik-titik terdekat (yaitu titik-titik di sekitar titik yang tidak diketahui, berbobot untuk jarak tersebut dari titik tersebut).
- *Residual* : Perbedaan antara variabel pada titik tidak diketahui dengan *drift*. Dalam hal ini bersifat stasioner, karena *drift* menangani variasi regional.

Dalam hal ini, ada istilah dalam persamaan *drift*, yaitu:

$$drift(x) = u_0 + u_1 b(x) \quad (2. 6)$$

dimana u_0 dan u_1 adalah bobot skala linier, *drift* (x) adalah tren pada titik x dan $b(x)$ adalah variabel sekunder. Kelebihan dari KED adalah tidak perlu memutuskan tren apa yang akan digunakan. Peta yang dihasilkan sangat baik karena keduanya mempertimbangkan nilai-nilai data sumur dan juga melakukan analisis yang baik dengan menggabungkan informasi seismik dari sumur (CGG Hampson-Russell, 2016).

2.5.3 Simulasi Gaussian Sekuensial

Simulasi adalah proses menciptakan serangkaian kemungkinan “realisasi” peta atau model yang sama dari suatu variabel acak. Jenis simulasi yang digunakan dalam penelitian ini adalah *Sequential Gaussian Simulation* (SGS). Simulasi akan menciptakan satu set peta, dimana semua peta tersebut menampilkan sifat kontinuitas spasial yang tersirat dalam variogram. Peta hasil simulasi ini disebut “*equi-probable*” dalam artian semua hasil simulasi konsisten dengan informasi yang diketahui. Proses simulasi dibatasi oleh model variogram.

Simulasi Gaussian Sekuensial (SGS) merupakan simulasi dengan menggunakan *kriging* sebagai metode interpolasi pada suatu *grid* dengan variabel random yang terdistribusi secara Gaussian atau distribusi normal. Perhitungan pada setiap *grid* dilakukan secara bertahap atau sekuensial dengan lintasan acak. Estimasi nilai pada setiap *grid* melibatkan nilai hasil simulasi pada *grid* yang telah diestimasi sebelumnya. Langkah dari Simulasi Gaussian Sekuensial secara singkat dapat dijelaskan sebagai berikut:

1. Mentransformasi data ke dalam distribusi normal standar atau distribusi Gaussian.
2. Memodelkan variogram untuk mengetahui korelasi spasialnya
3. Menentukan lintasan pada titik- titik yang akan diestimasi nilainya melalui simulasi pada blok *grid* secara acak
4. Estimasi dari titik yang tidak diketahui menggunakan metode *kriging*
5. Mentransformasi data ke bentuk distribusi awal. (Deutsch dkk, 2002)

2.8 Studi Literatur Penelitian Terkait

Penelitian serupa menggunakan aplikasi inversi *post-stack* dan metode geostatistik dalam proses karakterisasi reservoir telah dilakukan sebelumnya oleh Ruzi (2008) dengan studi kasus Cekungan Sumatera Tengah, Putra (2010) dengan studi kasus Lapangan Boonsville, Texas, dan Pradana (2017) dengan studi kasus Lapangan Teapot Dome. Dalam penelitian sebelumnya, dijelaskan bahwa untuk melakukan proses karakterisasi reservoir secara efektif, perlu untuk mengintegrasikan semua informasi yang ada di lapangan untuk membuat model maupun peta yang konsisten dengan data. Dalam proses karakterisasi reservoir, salah satu tujuan utamanya adalah mengestimasi beberapa atribut pada lokasi

yang tidak terukur untuk membantu pembuatan model atau peta reservoir yang akurat. Ketika menggunakan metode seismik dalam proses karakterisasi reservoir, impedansi akustik yang diperoleh oleh inversi seismik adalah properti utama yang dapat dikaitkan dengan sifat reservoir. Dengan demikian, metode geostatistik digunakan untuk mendapatkan persebaran sifat fisis reservoir yang diturunkan dari nilai AI hasil inversi. Pradana (2017) juga melakukan penelitian pada lokasi yang sama, yaitu Lapangan Teapot Dome. Namun, pada penelitian ini penulis mengambil zona reservoir yang berbeda. Sehingga, ketiga referensi utama tersebut dapat dijadikan sebagai rujukan penulis dalam melakukan penelitian Tugas Akhir ini.

Tabel 2. 1 Sumber referensi utama penelitian terkait

No.	Judul Penelitian	Penulis	Tahun	Penerbit
1	Analisis Sebaran Reservoir Batupasir “Dakota” dan Reservoir Shale “Niobrara” Menggunakan Metode Seismik Inversi Dan Geostatistik, Studi Kasus Lapangan “Teapot”, Wyoming, USA	Dimas Rahfaditya Pradana	2017	Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sepuluh Nopember
2	Identifikasi <i>Reservoir Properties</i> (Litologi dan Porositas) Menggunakan Inversi <i>Acoustic Impedance</i> (AI): Studi Kasus Pada Lapangan Boonsville, Texas, Amerika Serikat.	Irfan Eka Putra	2010	Pascasarjana FMIPA, Universitas Indonesia
3	Pemodelan dan Karakterisasi Reservoir Batupasir 1950’ dan 2110’ Formasi Bekasap Menggunakan Metode Geostatistik di Lapangan Rahma dan Nala, Cekungan Sumatera Tengah	Fadhli Ruzi	2008	Pascasarjana FMIPA, Universitas Indonesia

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian Tugas Akhir yang berjudul “Aplikasi Inversi *Post-Stack* dan Geostatistik Untuk Karakterisasi Reservoir Batupasir Formasi Lakota Lapangan Teapot, Wyoming, USA ” dilaksanakan pada:

Tabel 3. 1 Waktu dan tempat pelaksanaan Tugas Akhir

Waktu	: Februari – Juni 2018
Laboratorium	: Petrofisika
Departemen	: Teknik Geofisika Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya

3.2 *Timeline* Pelaksanaan Tugas Akhir

Adapun *timeline* pelaksanaan Tugas Akhir ini dapat dilihat pada (Tabel 3.2) sebagai berikut:

Tabel 3. 2 *Timeline* Pengerjaan Tugas Akhir

No.	Kegiatan	Februari		Maret				April			
		3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur										
2	Input data										
3	Analisis Reservoir										
4	<i>Well to Seismic Tie</i>										
5	Interpretasi horizon dan struktur										
6	Pembuatan inisial model										
7	Analisis Sensitivitas										
8	Inversi <i>Post-Stack</i>										

No.	Kegiatan	Mei				Juni	
		1	2	3	4	1	2
9	Pembuatan <i>reservoir layering</i>						
10	Analisis Variogram						
11	Kriging						
13	Simulasi Map						
14	Kriging properti fisis						
15	Interpretasi bersama						
16	Pembuatan laporan						

3.3 Data dan Perangkat

Data yang digunakan pada penelitian Tugas Akhir ini adalah hak milik *Rocky Mountain Oilfield Testing Center, U.S. Department of Energy* yang diperoleh dari situs *wiki.seg.org*. Data yang digunakan pada penelitian meliputi:

1. Data Sumur sejumlah delapan sumur dengan informasi pada masing-masing sumur tertera pada (Tabel 3.3) sebagai berikut:

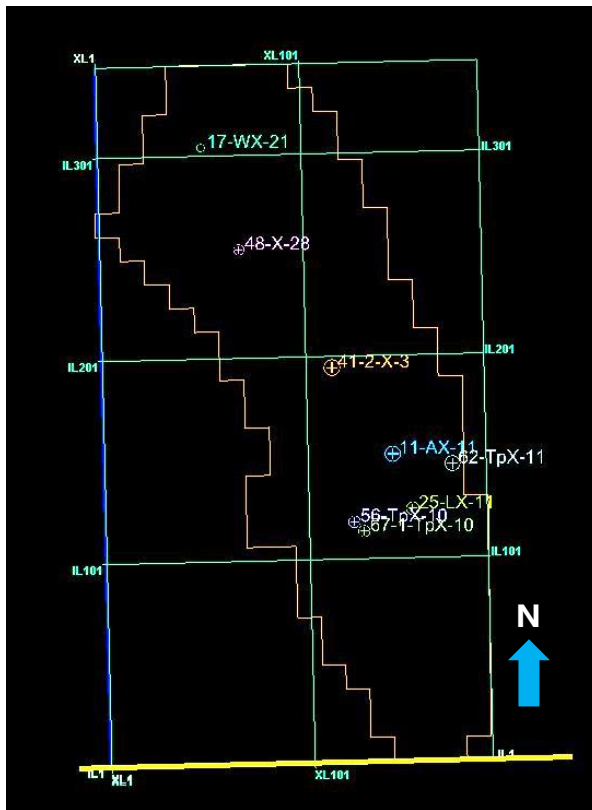
Tabel 3. 3 Informasi kelengkapan data sumur

No.	Nama Sumur	Total Depth (feet)	Log						Tipe sumur	Checkshot
			GR	Density	P-wave	SP	NPHI	Resistivity		
1	11-AX-11	5800	✓	✓	✓	✓	✓	✓	deviasi	41-2-X-3
2	17-WX-21	5655	✓	✓	✓	✓	✓	✓	vertikal	41-2-X-3
3	25-LX-11	5883	✓	✓	✓	✓	✓	✓	vertikal	67-1-TpX-10
4	41-2-X-3	5773	✓	✓	✓	✓	✓	✓	deviasi	41-2-X-3
5	48-X-28	5768	✓	✓	✓	✓	✓	✓	deviasi	41-2-X-3
6	56-TpX-10	5500	✓	✓	✓	✓	✓	✓	deviasi	67-1-TpX-10
7	62-TpX-11	6232	✓	✓	✓	✓	✓	✓	deviasi	41-2-X-3
8	67-1-TpX-10	5654	✓	✓	✓	✓	✓	✓	deviasi	67-1-TpX-10

2. Data Seismik 3D *Post-Stack Time Migration* berbentuk *non-preserve* (data yang sudah dilakukan *processing* dan pemfilteran). Data seismik ini memiliki interval *sampling rate* 2 ms dengan fasa nol dalam format SEG-Y dan *two way time* 3000 ms.
3. Data *Checkshot*
4. Data *marker* sumur yang telah diinterpretasi oleh RMOTC

Adapun perangkat lunak yang akan digunakan untuk melakukan proses penelitian Tugas Akhir ini adalah Hampson Russell 10.0 dan Petrel 2014.

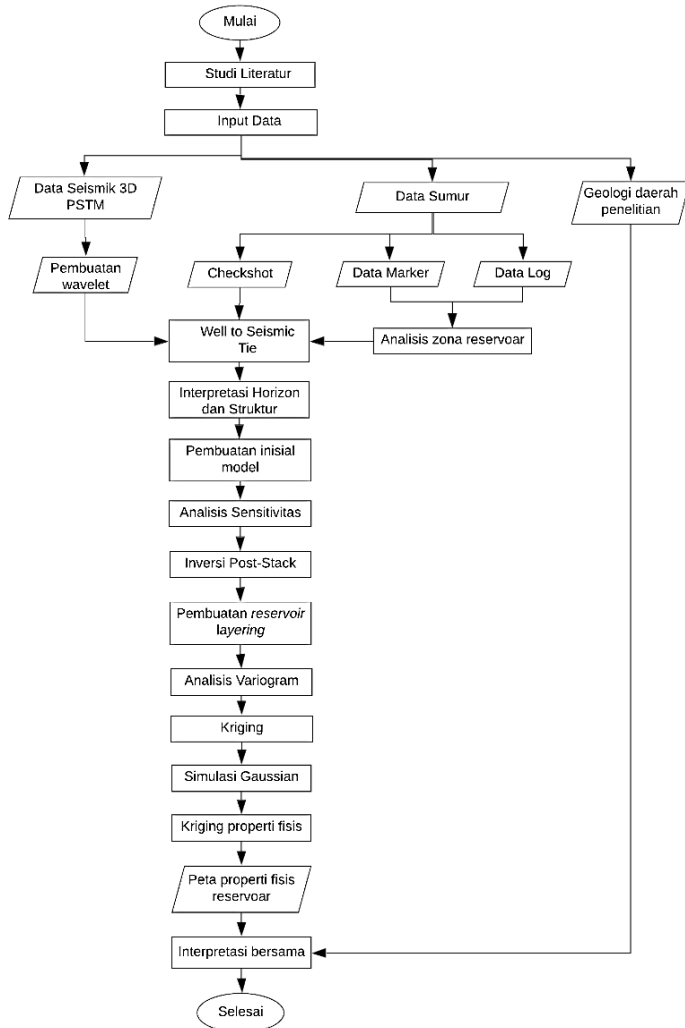
Basemap penelitian meliputi *field boundary* data seismik dan lokasi kedelapan sumur dengan skala 1:61000 feet diperlihatkan pada (Gambar 3.1).



Gambar 3. 1 *Basemap* daerah penelitian dengan lokasi tiap sumur pada *boundary* data seismik

3.4 Alur Kerja

Adapun alur pengerjaan Tugas Akhir ini ditunjukkan pada diagram alir pada (Gambar 3.2) sebagai berikut:

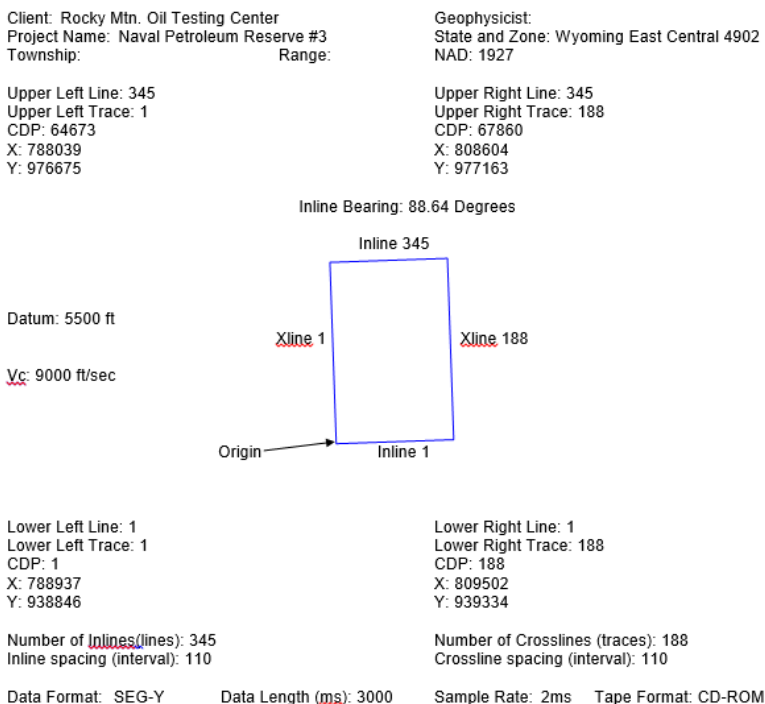


Gambar 3. 2 Alur kerja penelitian Tugas Akhir

3.5 Pengolahan Data

3.5.1 Input Data

Pada penelitian ini, input data merupakan langkah pertama untuk melakukan seluruh tahapan dalam pengerjaan. Data yang digunakan sebagai *input* pada software HRS 10.0 dan Petrel 2014 adalah data seismik dengan informasi data ditunjukkan pada (Gambar 3.3) dan data sumur, termasuk di dalamnya data *marker* dan data *checkshot*. Data sumur pada (Tabel 3.3) berperan sebagai kontrol litologi dan parameter fisis terhadap data seismik, karena data seismik sendiri tidak memberikan informasi fisis dari tiap lapisan batuan. Selain itu, dibutuhkan beberapa log tambahan seperti log AI, Porositas dan V_{shale} , yang dihitung dari data log yang sudah tersedia. Adapun data *marker* sumur yang digunakan dalam penelitian ini adalah LKOT dan CRMT yang telah diinterpretasi oleh RMOTC sebagai *top* dan *base* formasi.



Gambar 3. 3 Informasi data seismik 3D *post-stack* Lapangan Teapot Dome

3.5.2 Analisis Reservoir

Analisis reservoir bertujuan untuk menentukan kedalaman reservoir serta pola pengendapan melalui interpretasi data sumur. Pada penelitian ini analisis reservoir terbagi menjadi:

1. Interpretasi Kualitatif Data Log

Langkah awal untuk menggunakan data sumur adalah melakukan *quality control* pada data-data log yang tersedia. Pada penelitian ini setiap sumur memiliki skala dan satuan yang sama untuk tiap data log, sehingga tidak perlu dilakukan *upscaling* sumur.

2. Korelasi antar sumur

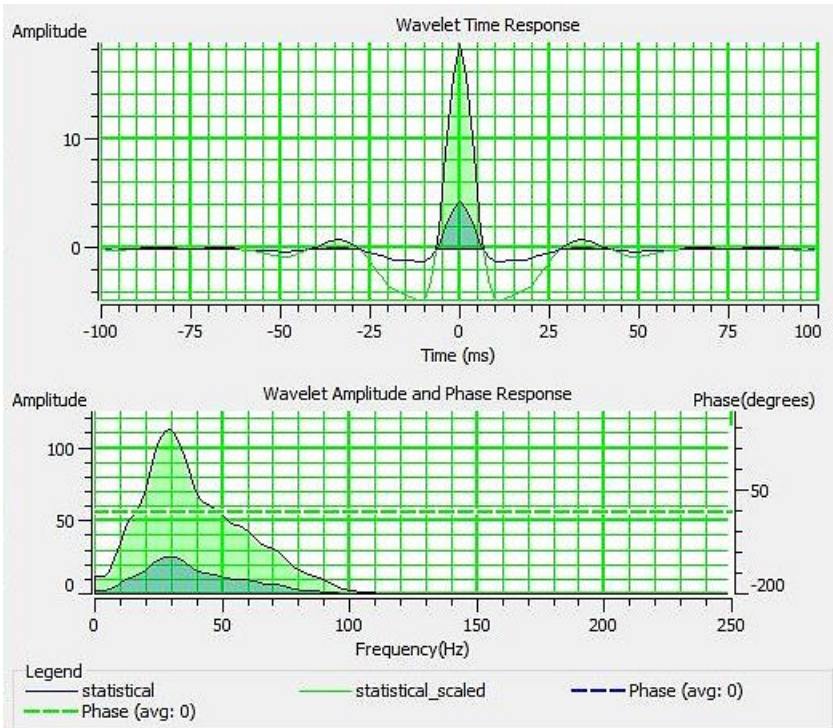
Korelasi sumur dilakukan untuk melihat kemenerusan litologi serta tren pengendapan, korelasi sumur menggunakan data marker LKOT dan CRMT sebagai batas korelasi *top* dan *base* formasi. Data log yang digunakan terutama untuk mengontrol sifat fisis reservoir yaitu Log Gamma Ray, RHOB dan NPHI. Kurva Log GR sangat berperan untuk melihat zona *shale*, *sand* maupun *shale content* pada batupasir. Selain itu, *overlay* antara Log RHOB dan NPHI bertujuan untuk melihat secara kasar pemisah air, gas, maupun minyak berdasarkan *cross-over* yang terbentuk diantara kedua kurva.

3. Analisis *tuning thickness*

Analisis *tuning thickness* dilakukan untuk mengetahui ketebalan reservoir yang dapat teresolusi dengan baik oleh *wavelet* secara perhitungan teoritis, dimana pada analisis diperlukan kecepatan interval diantara horizon target. Perhitungan dilakukan menggunakan analisis $\lambda/4$ yang merupakan fungsi kecepatan interval pada lapisan target dan frekuensi dominan dari data seismik di sekitar lapisan target. Informasi frekuensi dominan didapatkan dari spektrum amplitudo data seismik yang dalam hal ini didapatkan dengan scanning wavelet pada *time window* Formasi Lakota, kecepatan gelombang (V_p) rata-rata interval didapatkan dari data sumur.

3.5.3 Pembuatan *wavelet*

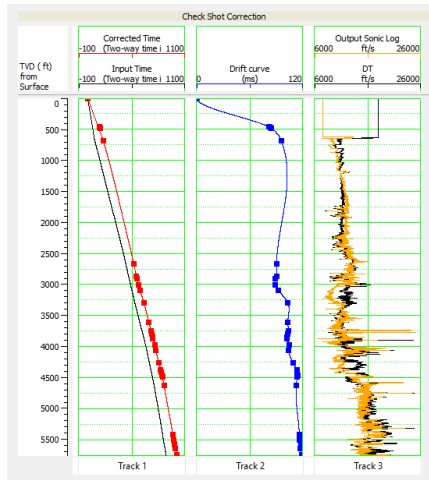
Berdasarkan informasi *wavelet* dapat diperoleh informasi fasa, spectrum frekuensi, serta amplitudo. *Wavelet* yang digunakan adalah *wavelet zero-phase* dengan frekuensi dominan sebesar 33 Hz, *wavelet* tersebut diperoleh dari *scanning* data seismik dengan *time window* Formasi Lakota (Gambar 3.4). *Wavelet* ini yang nantinya akan digunakan untuk proses *well to seismic tie* dan proses inversi.



Gambar 3. 4 Hasil *scanning wavelet* pada data seismik dengan *time window* Formasi Lakota menunjukkan frekuensi dominan sebesar 33 Hz

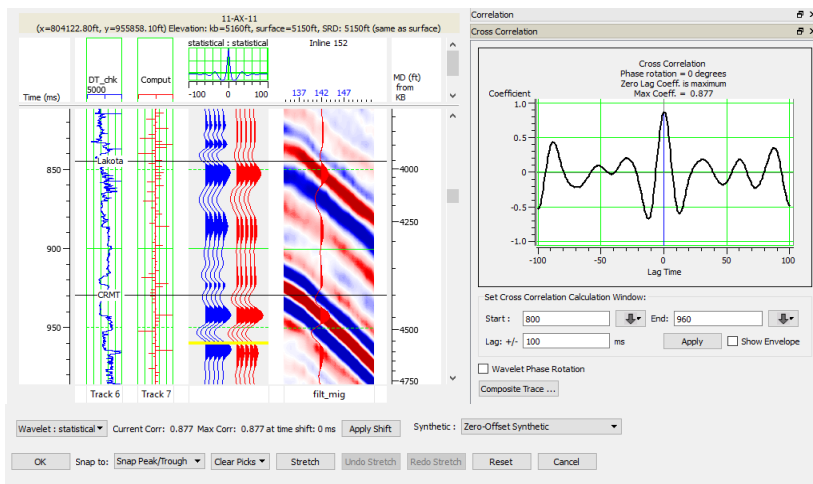
3.5.4 Well to Seismic Tie

Well to seismic tie bertujuan untuk mengikat data sumur dengan data seismik, agar domain kedalaman dari sumur jatuh pada kedalaman yang tepat pada data seismik. Dalam melakukan *well to seismic tie*, digunakan data *marker* LKOT dan CRMT sebagai *top* dan *base* reservoir dengan menggunakan data log *P-wave* dan *density* masing-masing sumur, serta data *checkshot* yang tersedia. Kedelapan sumur yang digunakan pada penelitian ini tidak semua memiliki data *checkshot*, oleh karena itu digunakan data *checkshot* pada sumur terdekat. Keterangan data sumur dan penggunaan data *checkshot* dapat dilihat pada (Tabel 3.3). Data *checkshot* diperlukan untuk mengoreksi waktu log DT, karena selama perekaman *sonic time* dapat terjadi beberapa permasalahan pada lubang bor, seperti adanya *washout zone*.



Gambar 3. 5 Contoh proses koreksi Log DT oleh waktu *checkshot* pada sumur 11-AX-11

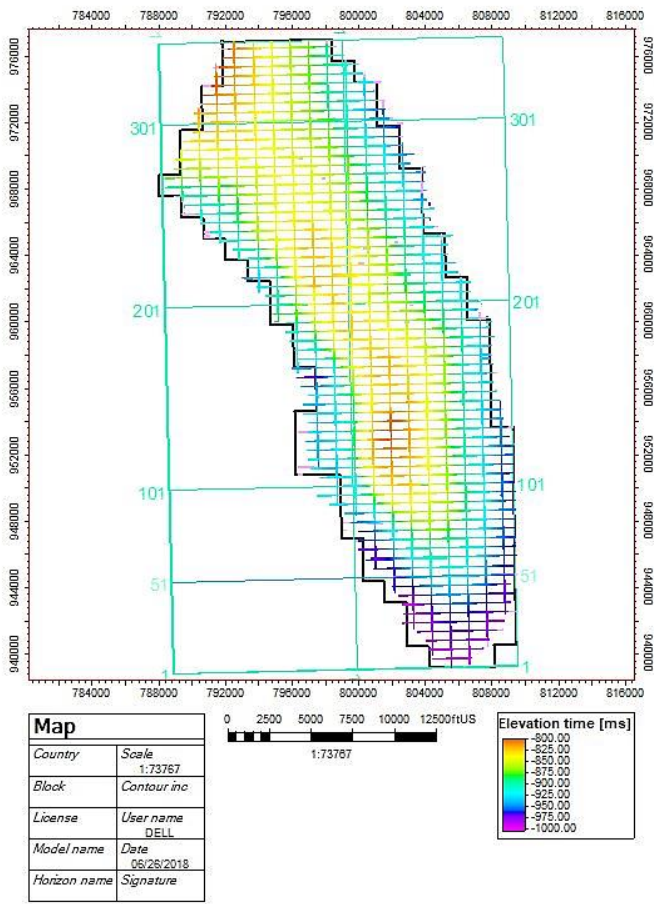
Hasil kurva *drift* menunjukkan perbedaan waktu yang tidak jauh berbeda antara *sonic time* dengan *checkshot time* (Gambar 3.5). Data log *sonic* atau *P-wave* yang sudah terkoreksi inilah yang akan digunakan untuk proses *well to seismic tie*, yang dilakukan pada sumur 11-AX-11 sebagai contoh (Gambar 3.6)



Gambar 3. 6 Contoh proses *well to seismic tie* pada sumur 11-AX-11

3.5.5 Interpretasi horizon dan struktur

Setelah diperoleh penempatan sumur pada data sesimik dari proses *well to seismic tie*, maka dipastikan bahwa batas reservoir dari sumur jatuh pada *time* yang tepat pada data sesimik. Interpretasi horizon dan struktur dilakukan dengan melakukan *picking horizon* dan patahan yang dimulai dari *line* sesimik yang terdiri dari data sumur. Hasil dari *picking* pada (Gambar 3.7) inilah yang nantinya akan dibuat peta struktur waktu. Sehingga dapat dilihat mana daerah tinggian dan rendahan dengan melihat kontur skala waktu.



Gambar 3. 7 Hasil *picking* Formasi Lakota dengan waktu elevasi 800-1000 ms

3.5.6 Pembuatan model inisial

Pembuatan model inisial impedansi merupakan langkah awal untuk masuk ke tahap inversi, model inisial didapatkan dengan mengalikan log densitas dan *P-wave*, hal ini juga sebagai kontrol dari proses *well to seismic tie* dengan melihat kemenerusan lapisan. Model inisial ini merupakan model frekuensi rendah yang akan emberikan informasi seismik frekuensi rendah yang hilang, sehingga nilai impedansi dari model inisial ini dapat merepresentasikan persebaran impedansi mendekati kondisi sebenarnya. Parameter yang digunakan dalam pembuatan model inisial frekuensi rendah untuk data sumur digunakan sejumlah delapan sumur dengan *sample interval* 0.5 ms dan data seismik dengan *time* 3000 ms dengan *sample interval* 2 ms (Gambar 3.8).

Build Strata Model (strata_model_tes) From TA-2.wdb

From Well Logs selected:
Depth range is: 0 to 6191.5 ft (sample interval 0.5).
Time range is: 85.6072 to 1168.68 ms (Two Way time).

From Seismic Volume selected as an initial reference:
Time range of "filt_mig" is: 0 to 3000 ms (Two Way time) (sample interval 2).

Please specify the domain type and range of the output model:

Domain to use:	<input type="radio"/> Depth	<input checked="" type="radio"/> Time
Start:	0	0
End:	6191.5	3000
Sample Rate:	0.5	2
Unit:	m	ms

Gambar 3. 8 Parameter yang digunakan dalam pembuatan model inisial frekuensi rendah

3.5.7 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas (*crossplot*) bertujuan untuk melihat tren dari data log sumur menggunakan log AI terhadap parameter log lainnya, sehingga dari analisis sensitivitas ini dapat diketahui apakah karakter log AI dapat mempengaruhi parameter fisis dari data log lainnya.

3.5.8 Inversi *Post-Stack*

Metode inversi yang digunakan pada penelitian ini dengan mencoba tiap jenis metode yaitu *bandlimited*, *linear programming sparse-spike* dan *model based inversion* pada software Hampson Russell 10.0. Hal ini bertujuan untuk melihat inversi apa yang baik untuk menghasilkan model dengan error yang rendah dan dapat menampilkan kontras persebaran nilai AI yang cukup jelas pada volume seismik. Parameter untuk inversi *bandlimited* membutuhkan

informasi *constraint high-cut frequency* sebesar 30 Hz (Gambar 3.9). *Error plot* dan *cross plot* AI antara hasil inversi *bandlimited* dengan data log dapat dilihat pada (Lampiran 1).

The screenshot shows a software interface for inversion methods. At the top, there is a dropdown menu labeled 'Inversion Methods:' with 'Bandlimited' selected. Below this, under the heading 'Inversion Parameters:', there is a text input field labeled 'Constraint high-cut frequency:' containing the value '30', followed by the unit 'Hz'.

Gambar 3. 9 Parameter yang digunakan untuk kalkulasi inversi *bandlimited*

Parameter inversi *linear programming sparse-spike* menggunakan parameter *sparseness* sebesar 80%, *maximum constraint frequency* 10 Hz, *window length* sebanyak 128 sampel, dan tipe impedansi yang dihasilkan adalah *full spectrum* dari data seismik (Gambar 3.10). *Error plot* dan *cross plot* AI antara hasil inversi *linear programming sparse-spike* dengan data log dapat dilihat pada (Lampiran 2).

The screenshot displays the 'Inversion Parameters' section of a software interface. It includes several input fields: 'Sparseness:' with a value of '80' and a '%' symbol; 'Maximum constraint frequency:' with a value of '10'; and 'Window length:' with a value of '128' and a 'samples' unit. Below these fields is a section titled 'Output Impedance Types:' containing two radio button options: 'Full spectrum (standard)' which is selected, and 'High frequency residual only'.

Gambar 3. 10 Parameter yang digunakan untuk kalkulasi inversi *linear programming sparse-spike*

Untuk parameter inversi *modelbased* sendiri menggunakan metode *constraint* yaitu *soft constraint* sebesar 0.7, *Average block size* 2 ms, *Prewhitening* 1% dan iterasi sebanyak 50 kali (Gambar 3.11)

Inversion Parameters:

Constraint Options:

☐ Hard constraint

☒ Soft constraint

Soft Constraint:

Model constraint: (1.0 = Initial Model)

Average block size: ms

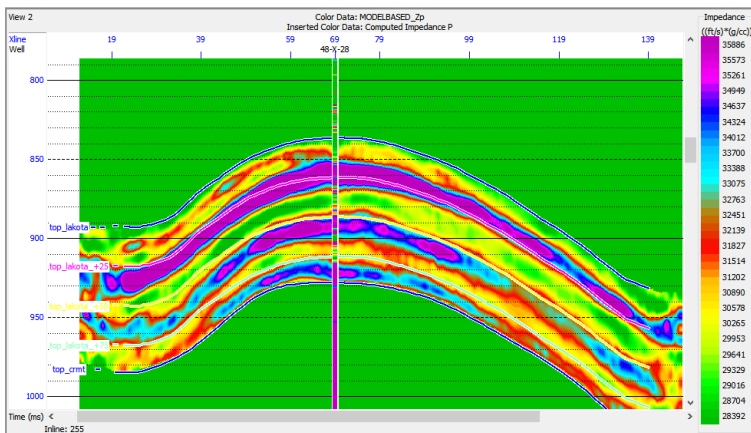
Prewhitening: %

Number of iterations:

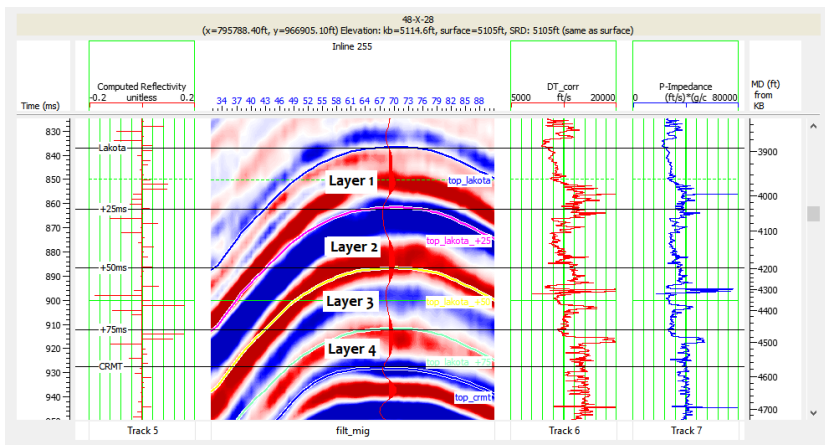
Gambar 3. 11 Parameter yang digunakan untuk kalkulasi inversi *modelbased*

3.5.9 Pembuatan *reservoir layering*

Setelah melakukan inversi, maka didapatkan volume AI zona reservoir (± 100 ms) yang dibagi menjadi 4 *layer* sebesar 25 ms untuk masing-masing *layer* sebagai input untuk analisis geostatistik (Gambar 3. 13). Setelah pembuatan horizon untuk *layering*, maka horizon tersebut menjadi acuan untuk menarik *marker* pada log yang nantinya akan digunakan sebagai kontrol pada masing-masing *map* (Gambar 3.13). Hal ini bertujuan untuk meminimalisir nilai error serta mendapatkan tren penyebaran properti fisis secara detail pada zona reservoir.



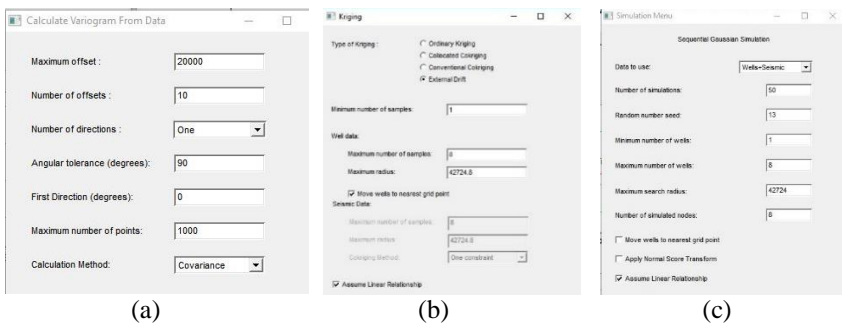
Gambar 3. 12 Pembuatan *layering* (+25 ms) pada hasil inversi dari batas atas dan bawah Formasi Lakota.



Gambar 3. 13 Penarikan *marker* pada sumur 48-X-28 dari horizon dijadikan sebagai kontrol pada masing-masing *Map* AI.

3.5.10 Geostatistik

Analisis geostatistik pada penelitian ini dilakukan pada program ISMAP Hampson Russell 10.0. Secara garis besar tahapannya meliputi analisis variogram, kriging dan simulasi. Adapun parameter untuk variogram sumur dan seismik adalah jenis *spherical* satu arah, dengan maksimum *offset* 20000 feet. Metode kriging yang digunakan dalam penelitian ini adalah *Kriging with External Drift* dengan menggunakan variogram seismik dan asumsi Markov-Bayes: $seismic = a * well + b$. Simulasi menggunakan metode *Sequential Gaussian Simulation* (SGS) dengan realisasi sebanyak 50 peta. Parameter yang digunakan dapat dilihat pada (Gambar 3.14).



Gambar 3. 14 Parameter yang digunakan dalam analisis geostatistik untuk kalkulasi variogram (a), kriging (b) dan simulasi (c).

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB IV

ANALISIS HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis zona target

Analisis zona target bertujuan untuk menentukan ketebalan zona target dan kemenerusan litologi reservoir. Tahap ini meliputi analisis *tuning thickness* dan korelasi sumur.

4.1.1 Analisis *Tuning Thickness*

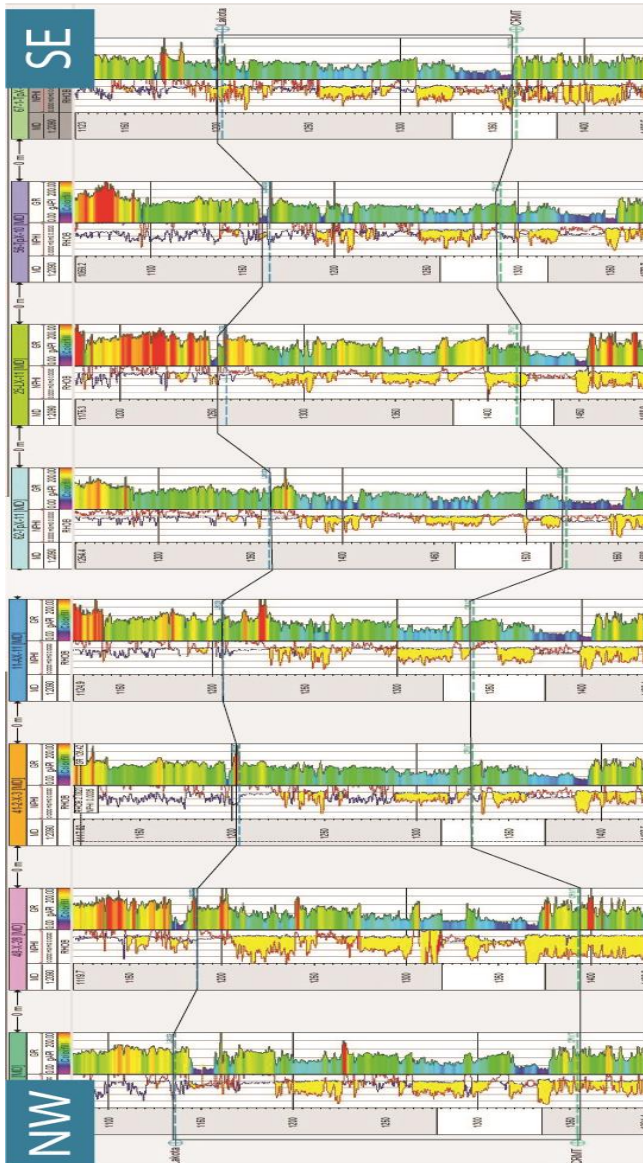
Dalam perhitungan *tuning thickness* Formasi Lakota, diperlukan beberapa informasi, diantaranya ketebalan Formasi Lakota, yaitu sebesar 500 feet, frekuensi spektrum dominan pada formasi adalah 33 Hz, dan kecepatan interval formasi 12500 ft/s. Maka, dapat dihitung *tuning thickness* dari Formasi Lakota sebagai berikut:

$$Tuning\ thickness = \frac{\lambda}{4} = \frac{v/f}{4} = \frac{12500/33}{4} = 95\ feet$$

Maka, dari hasil perhitungan diatas dapat disimpulkan bahwa ketebalan reservoir pada Formasi Lakota lebih besar dari ketebalan *tuning* (500>95 feet). Sehingga, reservoir batupasir Formasi Lakota dapat teresolusi secara jelas oleh gelombang seismik.

4.1.2 Korelasi Sumur

Dari korelasi kedelapan sumur dapat dilihat kemenerusan litologi dan tren pengendapan dari Formasi Lakota dari arah Barat Laut - Tenggara pada (Gambar 4.1) Dari korelasi sumur dapat terlihat bahwa pengendapan yang semakin menipis ke arah Tenggara. Kemudian, dari karakter log *Gamma Ray* dapat terlihat bahwa pola kurva yang sama antar satu sumur dengan sumur lainnya. Selain itu, dapat dilihat amplitudo warna dari kurva GR menunjukkan litologi batupasir berselingan dengan lapisan *shale*. Berdasarkan hasil *overlay* antara log NPHI dan RHOB terdapat *cross-over* yang besar, yang secara kasar dapat diinterpretasikan sebagai zona gas terutama pada sumur di daerah Barat Laut. Hal ini juga berkaitan dengan struktur Antiklin Teapot bagian Utara posisinya lebih atas dibandingkan blok bagian Selatan.



Gambar 4. 1 Korelasi sumur pada Formasi Lakota dari arah Barat laut ke Tenggara

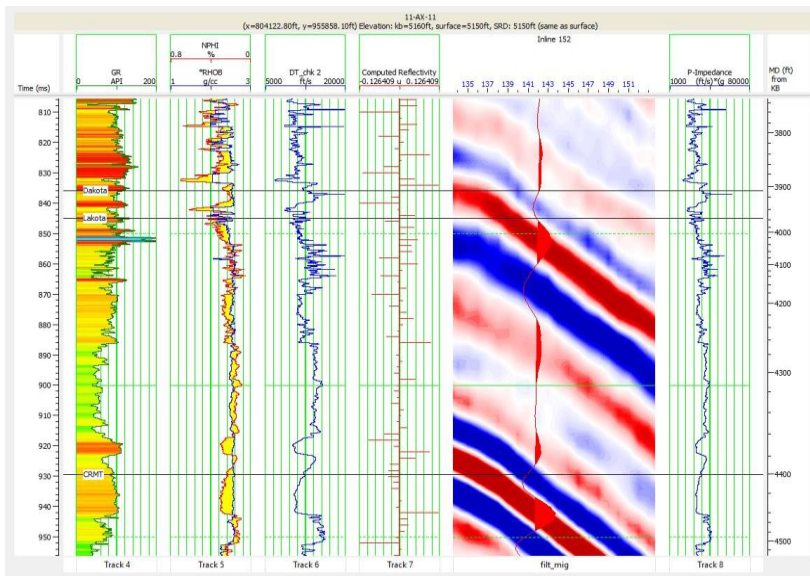
Berdasarkan hasil korelasi sumur dan *well marker*, didapatkan ketebalan Formasi Lakota yang diperoleh pada masing-masing sumur seperti ditunjukkan pada (Tabel 4.1). Dari hasil perolehan ketebalan reservoir dari tiap sumur dapat dilihat bahwa pengendapan dari arah Barat Laut menghasilkan formasi yang cukup tebal dan semakin menipis ke arah Tenggara.

Tabel 4. 1 Ketebalan reservoir berdasarkan *marker* tiap sumur

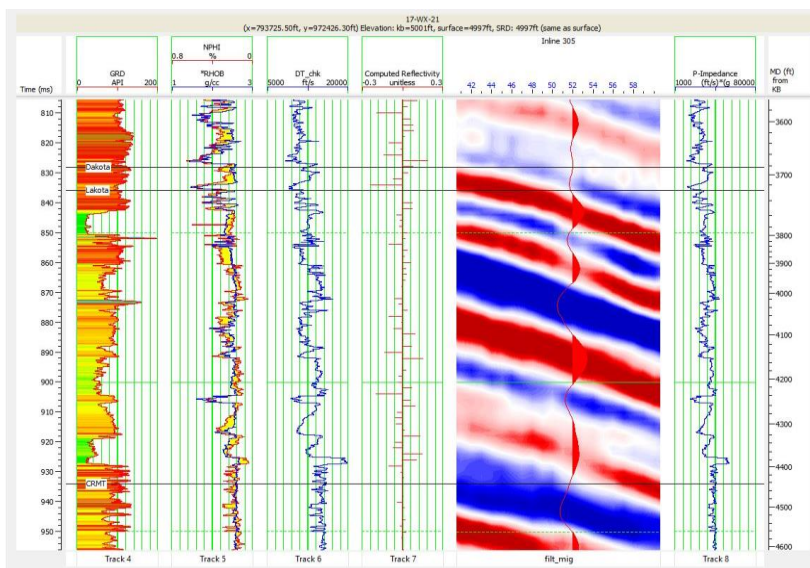
No.	Nama Sumur	Ketebalan reservoir (ft)
1	17-WX-21	714.7
2	48-X-28	677.27
3	41-2-X-3	413.9
4	11-AX-11	444.83
5	62-TpX-11	530.88
6	25-LX-11	518.8
7	56-TpX-10	412.73
8	67-1-TpX-10	525.44

4.2 *Well to Seismic Tie*

Langkah awal dari proses *well to seismic tie* adalah koreksi log *P-wave* atau *sonic* oleh *checkshot time*, dimana hasil koreksi waktu seharusnya tidak jauh berbeda antara keduanya. Penentuan *wavelet* sangat berpengaruh terhadap pembuatan *trace* sintetik dari data sumur, *wavelet* yang paling baik dalam melakukan *well to seismic tie* adalah *wavelet* yang memiliki fasa yang sama atau mendekati data seismik. Pada penelitian kali ini, *wavelet* yang digunakan adalah hasil ekstraksi dari data seismik dengan mengambil *range window* zona target Formasi Lakota. Parameter lainnya yang mempengaruhi besarnya koefisien korelasi yang dihasilkan dalam proses *well to seismic tie* adalah *stretching*, *squeezing* dan *shifting*. *Stretching* atau *squeezing* bertujuan untuk menarik *event amplitude* (*peak* atau *trough*) dari *trace* sintetik sumur agar menyesuaikan dengan posisi *time* pada data seismik, sedangkan *time shifting* adalah menggeser domain sumur agar sesuai dengan *time* seismik. Adapun batasan dalam menggunakan parameter tersebut adalah hasil *shifting* tidak boleh melebihi 10 ms atau -10ms, karena dapat menyebabkan pergeseran waktu pada seismik yang terlalu jauh, sehingga *top* reservoir pada sumur tidak jatuh secara tepat pada data seismik. Dalam penelitian ini proses *well to seismic tie* menghasilkan *time shift* = 0 dan menghasilkan korelasi yang cukup baik (Tabel 4.2). Hasil dari proses *well to seismic tie* yang dilakukan pada sumur 11-AX-11 (Gambar 4.2) dan 17-WX-21 (Gambar 4.3) sebagai *sampling*.



Gambar 4. 2 Hasil *well to seismic tie* pada sumur 11-AX-11



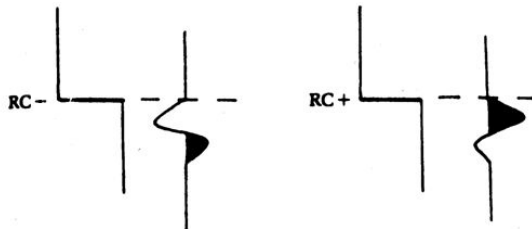
Gambar 4. 3 Hasil *well to seismic tie* pada sumur 17-WX-21

Dari hasil *well to seismic tie* pada masing-masing sumur, maka diperoleh hubungan *depth-time* antara domain sumur dan seismik dengan nilai koefisien korelasi disajikan dalam tabel dibawah ini:

Tabel 4. 2 Nilai korelasi *well to seismic tie* tiap sumur

No.	Nama sumur	Nilai koefisien korelasi	Wavelet
1	11-AX-11	0.874	<i>Zero-phase 33 Hz</i>
2	17-WX-21	0.815	<i>Zero-phase 33 Hz</i>
3	25-LX-11	0.854	<i>Zero-phase 33 Hz</i>
4	41-2-X-3	0.835	<i>Zero-phase 33 Hz</i>
5	48-X-28	0.701	<i>Zero-phase 33 Hz</i>
6	56-TpX-10	0.811	<i>Zero-phase 33 Hz</i>
7	62-TpX-11	0.842	<i>Zero-phase 33 Hz</i>
8	67-1-TpX-10	0.774	<i>Zero-phase 33 Hz</i>

Selain itu, dapat disimpulkan bahwa *top* dan *base* Formasi Lakota jatuh pada *zero crossing* dengan asumsi kenaikan atau kontras impedansi ditandai dengan *peak* dan penurunan impedansi ditandai dengan *trough* dari amplitudo.

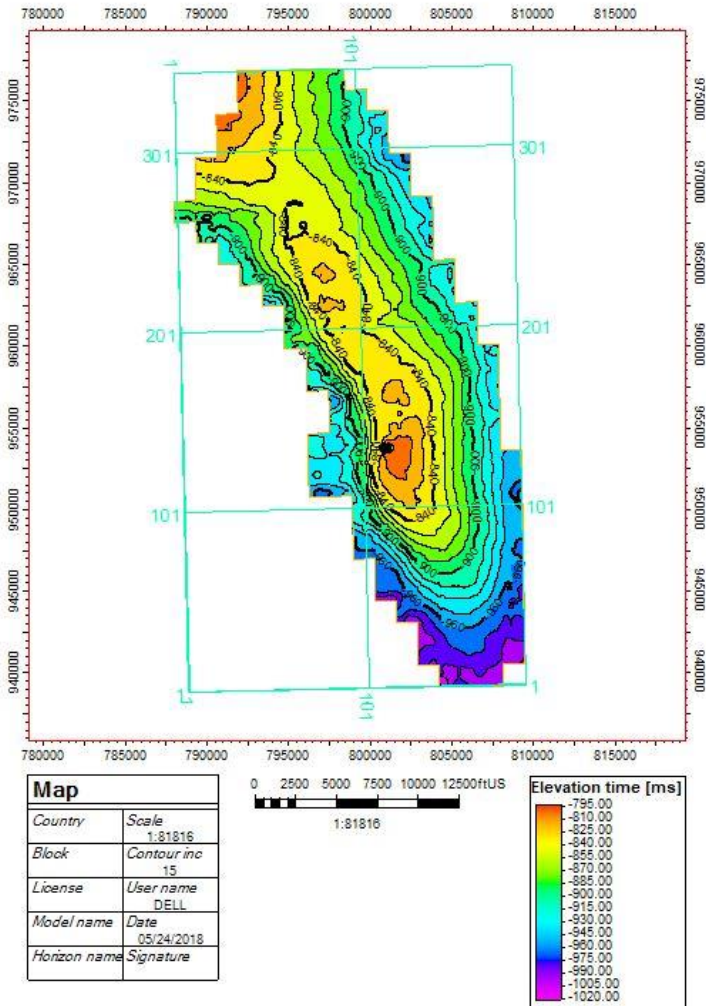


Gambar 4. 4 Batas kontras AI terhadap amplitudo. Kenaikan impedansi (RC+) pada batas atas Formasi Lakota jatuh pada *zero crossing*. (Sheriff, 1980)

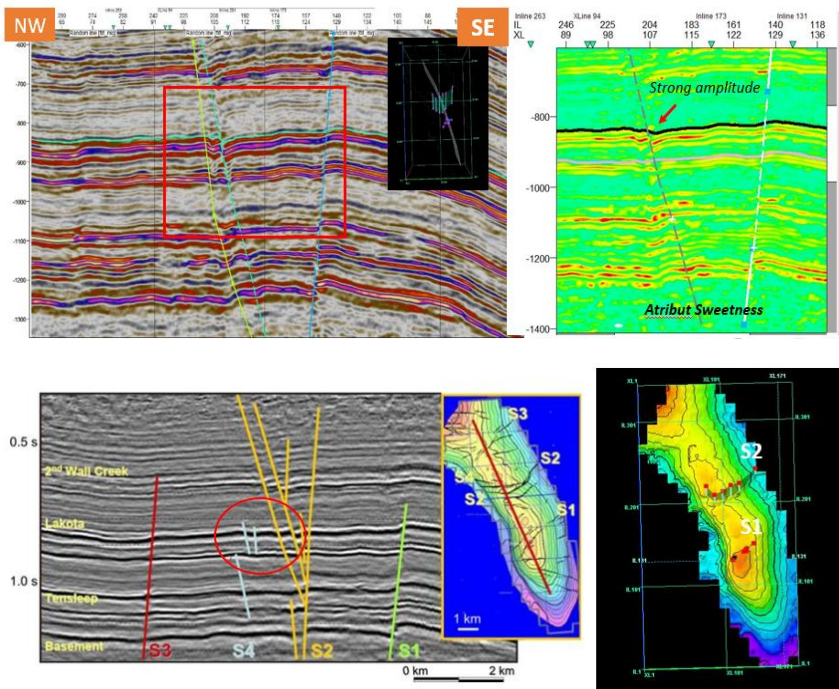
4.3 Interpretasi Horizon dan Struktur

Interpretasi horizon dilakukan pada top Formasi Lakota dengan *time window* 800-1000 ms. Berdasarkan hasil *picking* horozon dan patahan, diperoleh peta struktur waktu yang ditunjukkan pada (Gambar 4.5). Secara struktural, *Time Structure Map* menunjukkan antiklin Teapot Dome. Struktur ini terbentuk pada umur *Laramide*, yang memanjang dan menunjam (*plunging*) ke arah Tenggara-Barat Laut. Antiklin ini merupakan struktur utama yang menjadi jebakan hidrokarbon pada reservoir daerah penelitian. Antiklin Teapot terbentuk akibat

pengangkatan saat terjadinya Orogenesa *Laramide*. Proses deformasi tersebut juga mengakibatkan terbentuknya sesar normal pada bagian tengah antiklin seperti yang ditunjukkan pada (Gambar 4.6)



Gambar 4. 5 Time Structure Map hasil interpretasi Formasi Lakota



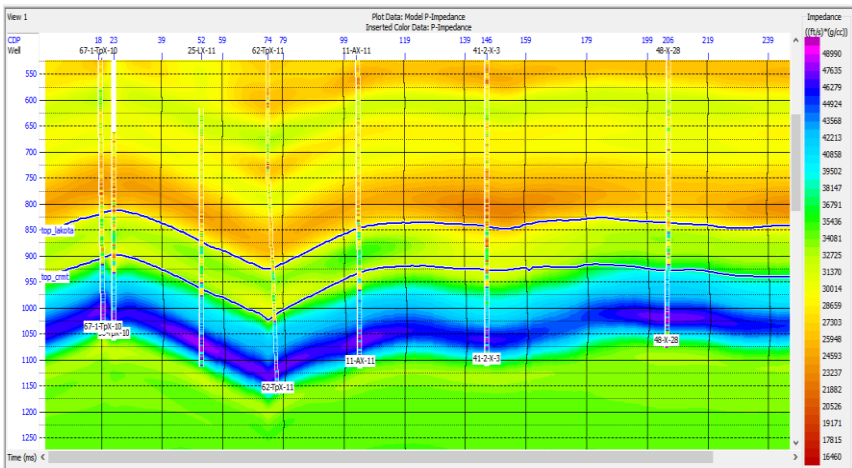
Gambar 4. 6 Interpretasi horizon dan patahan pada penampang *arbitrary line* yang didominasi oleh sesar normal berorientasi Timur Laut – Barat Daya.

Interpretasi struktur menunjukkan adanya sesar normal berorientasi Timur Laut - Barat Daya (S_1 dan S_2) pada (Gambar 4.6) yang dapat diindikasikan sebagai jebakan hidrokarbon berstruktur *two way dip closure*. Untuk melihat adanya zona gas dapat dilihat dengan mengaplikasikan atribut *sweetness*. Sehingga, dapat terlihat adanya *strong amplitude* di sekitar patahan S_2 yang diindikasikan adanya gas pada daerah tersebut.

4.4 Pembuatan model inisial

Model inisial merupakan nilai AI sumur yang diperoleh dari perkalian log densitas dan *P-wave*. Model inisial direkonstruksi dari data kedelapan sumur yang telah terkorelasi secara baik sehingga dapat digunakan sebagai kontrol hasil inversi terhadap kemenerusan lapisan secara lateral. Untuk melihat hasil distribusi impedansi semua sumur pada suatu *line* yang sama diperlukan

pembuatan *arbitrary line* pada data seismik 3D, sehingga semua sumur yang digunakan pada model berada pada satu penampang.

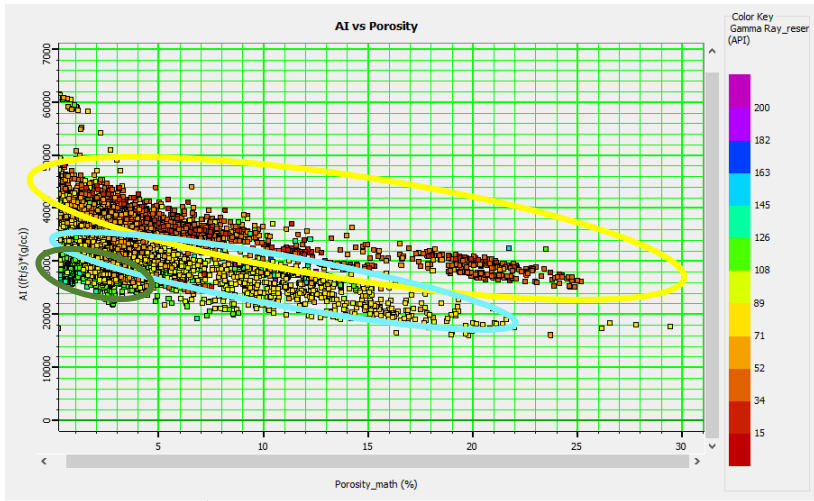


Gambar 4. 7 Model inisial frekuensi rendah pada penampang *arbitrary line*. Horizon berwarna biru menunjukkan batas Formasi Lakota.

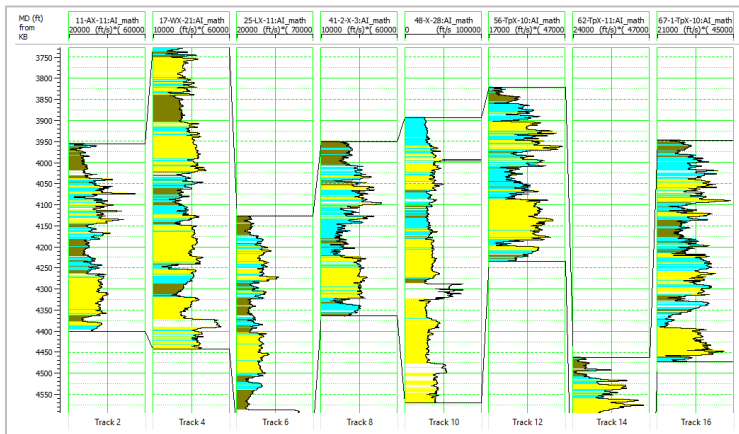
Berdasarkan perbedaan nilai AI karena adanya kontras densitas maupun kecepatan gelombang seismik, selanjutnya diinterpretasikan sebagai kontras litologi. Hasil dari inversi berupa sebaran absolute impedance dimana zona anomali berada pada nilai impedance rendah yaitu 30000 - 36000 ft/s*gr/cc. Hal ini juga merupakan salah satu *quality control* yang dilakukan untuk mengetahui bahwa hasil inversi telah sesuai dengan data sumur. Berdasarkan (Gambar 4.7), hasil AI Formasi Lakota sudah cukup baik, dilihat dari kontinuitas lateral model memilki sebaran nilai AI yang homogen.

4.5 Analisis Sensitivitas

Untuk melihat karakter impedansi akustik terhadap perubahan litologi reservoir, maka dilakukan analisis dengan *plotting* log AI yang diturunkan dari log *sonic* dan densitas terhadap log *Gamma Ray*. Dengan demikian, dapat dilihat perubahan nilai AI terhadap perubahan litologi batupasir dan *shale*. Cara ini juga dimaksudkan untuk menganalisa apakah karakteristik fisis reservoir, dapat diprediksi berdasarkan nilai AI.



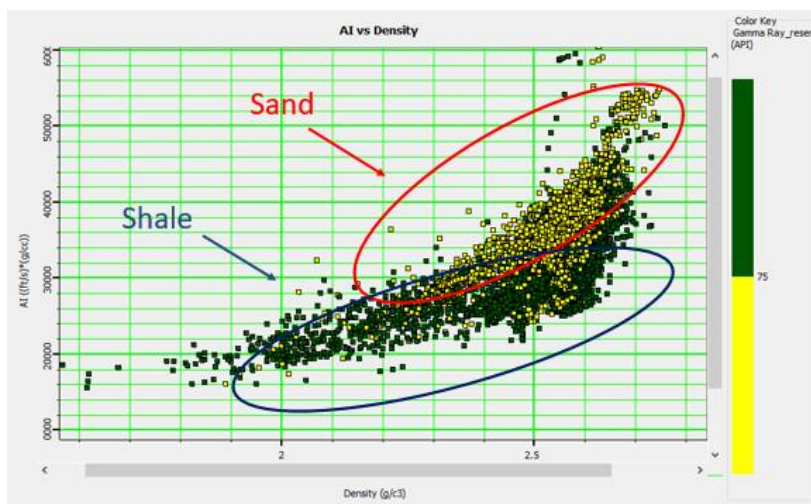
Gambar 4. 8 *Cross plot* Log AI dengan Porositas dengan *color key* Gamma Ray



Gambar 4. 9 *Cross section* Log AI hasil interpretasi zona pada *crossplot* Formasi Lakota

Cross plot antara parameter AI dengan porositas pada (Gambar 4.8) memperlihatkan nilai *gamma ray* rendah ditandai dengan lingkaran kuning mengindikasikan zona *clean sand* terdapat pada rentang nilai impedansi akustik (34000 – 40000) ((ft/s)*(g/cc)) hal ini disebabkan oleh *hard sand body* yang

cukup tebal dan rentang nilai porositas bervariasi yaitu 5–30%. Berdasarkan analisis ketiga parameter tersebut, dapat diklasifikasikan lagi dengan tanda lingkaran berwarna biru muda diindikasikan sebagai zona *shaly sand* dan lingkaran hijau sebagai *shale*. Pembuatan zonasi dari *crossplot* tersebut dapat dilihat pada (Gambar 4.9), terlihat bahwa Formasi Lakota didominasi oleh litologi *shale* dan *sand* berdasarkan karakter log porositas dan AI.



Gambar 4. 10 *Cross plot* Log AI dengan Porositas dengan *color key* Gamma Ray. Zona *sand* ditandai dengan lingkaran berwarna merah, sementara zona *shale* ditandai dengan lingkaran biru.

Dari hasil analisis *cross plot* antara AI dengan densitas (Gambar 4.10) nilai untuk *cut off* Gamma Ray adalah 75 GAPI. Analisis *cross plot* AI dengan densitas tidak dapat memisahkan *sand* dan *shale* sepenuhnya, begitu juga pada analisis *cross plot* AI dengan porositas. *Overlapping* yang terjadi pada analisis *cross plot* ini dikarenakan formasi pada penelitian ini adalah *sand* dengan sisipan *shale*.

4.4 Inversi Post-Stack

Inversi *Post-Stack* dilakukan dengan mencoba tiap metode *bandlimited*, *linear programming sparse-spike* dan *modelbased inversion*. Hal ini bertujuan untuk mendapatkan hasil inversi dengan persebaran nilai AI yang lebih detail dengan error yang paling kecil. Setelah mencoba parameter terbaik untuk kalkulasi dari tiap metode inversi *model based*, *bandlimited* dan *linear*

programming sparse-spike, maka diperoleh nilai korelasi dan error seperti ditunjukkan pada (Tabel 4.3)

Tabel 4. 3 Nilai error dan korelasi sintetik yang dihasilkan dari tiap metode inversi

No.	Metode Inversi	RMS Error	Sintetik error	Korelasi sintetik hasil inversi
1.	<i>Model Based</i>	4034.83	0.12	0.99399
2.	<i>Bandlimited</i>	4043.11	0	0.91356
3.	<i>Linear Programming Sparse-Spike</i>	4939.44	0.27	0.962457

Berdasarkan metode inversi yang dilakukan, masing-masing metode memiliki kekurangan dan kelebihan masing-masing. Inversi *bandlimited* menghasilkan resolusi dengan *bandwidth* yang sama pada semua volume seismik dan mengasumsikan reflektivitas *random* dan *wavelet* dengan fasa minimum atau nol, akibatnya hanya dihasilkan *wavelet* berfrekuensi tinggi dan tidak mencakup deret koefisien refleksi secara lengkap. Inversi *linear programming sparse-spike* menggunakan parameter yang sama seperti inversi berbasis model dengan konstrain. Input parameter tambahan pada metode ini adalah menentukan jumlah maksimum *spike* yang akan dideteksi pada tiap *trace* seismik dan *threshold* pendeteksian *spike*. Namun, hasil akhir inversi ini kurang detail karena hanya komponen *blocky* saja yang terinversikan. Sementara itu, pada inversi *model based*, reflektivitas memberikan kecocokan yang paling baik pada data seismik. Dengan kata lain, reflektivitas dikonvolusikan dengan *wavelet* untuk memberikan pendekatan yang terbaik dengan *trace* seismik sehingga bentuk model dapat sesuai dengan data input.

Hasil *error plot* dan *cross plot* antara nilai AI hasil inversi dan data log pada inversi *bandlimited* dan *linear programming sparse-spike* dapat dilihat pada lembar (Lampiran 1) dan (Lampiran 2). Berdasarkan analisis hasil error, korelasi sintetik (Tabel 4.3) dan *cross plot* antara log AI dan hasil inversi, maka metode inversi yang dianggap paling baik dalam mengembalikan nilai Impedansi Akustik pada penelitian ini adalah *model based inversion*.

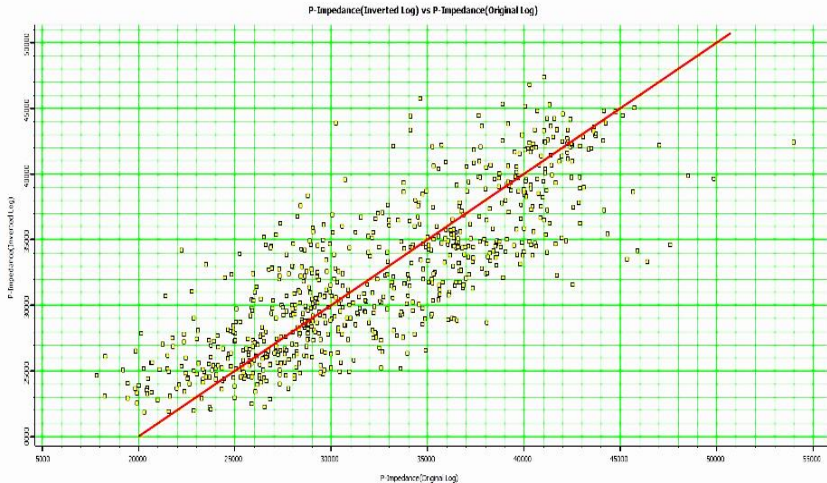
Penentuan parameter dalam proses inversi sangat penting karena parameter yang digunakan akan mempengaruhi nilai AI yang dihasilkan pada model dengan nilai AI pada sebenarnya dari data seismik. Parameter yang digunakan dalam inversi *model based* dapat dilihat pada (Tabel 4.4). Nilai

average block size merupakan parameter yang berhubungan dengan ukuran *pixel* rata-rata hasil perhitungan inversi. Pada penelitian ini, digunakan nilai 2 ms dengan asumsi menyesuaikan dengan *sample rate* dari data seismik sehingga diharapkan dapat menghasilkan nilai impedansi akustik secara maksimal. Semakin kecil nilai *average block size*, maka akan menghasilkan nilai inversi yang detail, namun ketika nilai dibawah *sample rate* data seismik maka sudah tidak representatif digunakan dalam kalkulasi inversi. Lalu, parameter *prewhitening* digunakan dalam proses inversi, yaitu *noise* yang ditambahkan untuk menstabilkan kalkulasi inversi yang digunakan karena *wavelet* seismik bersifat *bandlimited* akan mengganggu proses kalkulasi inversi. Oleh karena itu, digunakan *Prewhitening factor* untuk mengatasi masalah tersebut. Pada saat kalkulasi inversi, ini akan bermasalah, terutama karena akan menghasilkan matriks yang *singular* saat melakukan kalkulasi inversi *Overdetermined*. *Prewhitening* secara sederhana merupakan *noise* yang ditambahkan pada spektrum amplitudo dari data seismik sebelum dianalisis. Nilai *prewhitening* yang digunakan pada perhitungan inversi adalah 1%, namun hasil terbaik adalah ketika nilai *prewhitening* tidak diberikan (0%). Pada penelitian ini diberikan nilai 1%, dengan asumsi nilai tersebut dapat menstabilkan kalkulasi inversi. Iterasi dilakukan dengan maksimum nilai hingga 50 kali, untuk mendapatkan nilai hasil inversi terbaik berdasarkan hasil error terendah yang dihasilkan.

Tabel 4. 4 Parameter yang digunakan untuk inversi *model based*

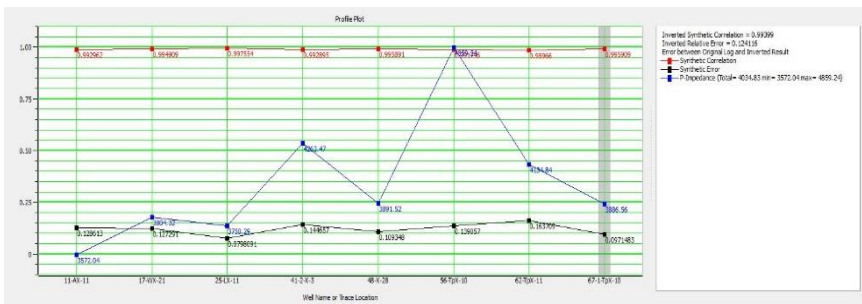
<i>Constraint method</i>	<i>Soft constraint</i>
<i>Prewhitening</i>	1%
<i>Scalar adjustment factor</i>	1
<i>Number of iterations</i>	50
<i>Average block size</i>	2 ms
<i>Scaling window</i>	Top-Base Lakota (± 100 ms)

Setelah mendapatkan nilai parameter terbaik dari analisis *plot error*, kemudian dapat dilakukan proses inversi menggunakan parameter tersebut. Untuk mengetahui apakah nilai inversi telah mendapatkan hasil yang baik, maka dilihat *cross plot* dan analisis nilai error. *Cross plot* dilakukan untuk membandingkan antara impedansi akustik hasil inversi dengan impedansi akustik dari data sumur (Gambar 4.11). Nilai ideal dari hasil inversi adalah jika sebaran data mendekati garis regresi secara linier, maka kalkulasi inversi dinyatakan baik dan dapat mengembalikan nilai impedansi akustik.

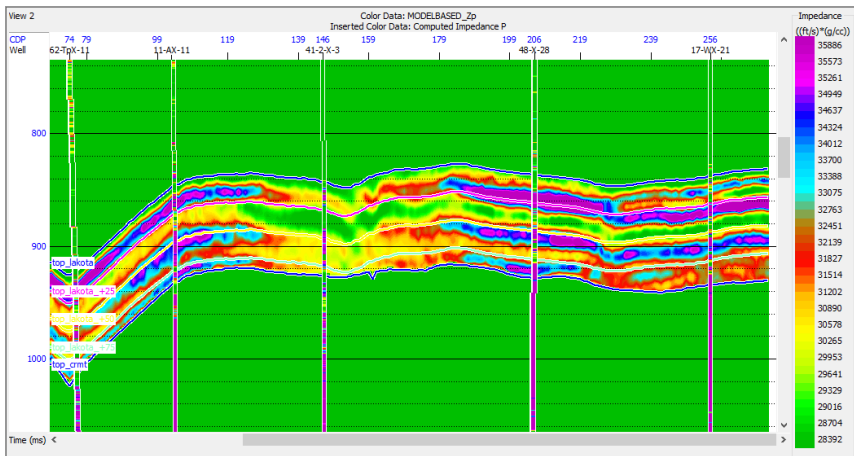


Gambar 4. 11 *Cross plot* antar impedansi akustik data log dengan hasil inversi memiliki gradien yang linier. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik data log, dan sumbu y merupakan impedansi akustik hasil inversi.

Selain itu, perlu diperhatikan juga nilai error yang dihasilkan dari proses inversi (Gambar 4.12). Nilai error rata-rata dari hasil inversi sebesar 0,12 dan korelasi diatas 0,99 pada semua sumur, hal tersebut menandakan parameter inversi dan korelasi antara model sintetik dengan seismik cukup baik.

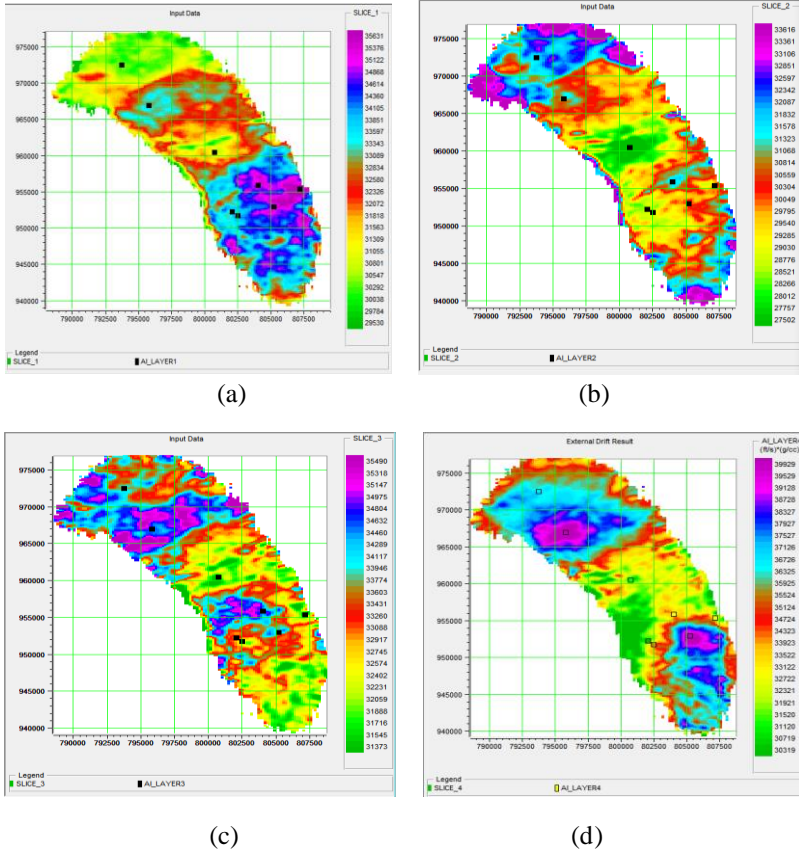


Gambar 4. 12 *Error plot* model sintetik hasil inversi dengan data *real* menunjukkan korelasi yang sangat baik dan nilai error yang rendah.



Gambar 4. 13 Penampang hasil inversi *model-based* pada *arbitrary line* yang melintasi sumur penelitian sebagai kontrol.

Hasil inversi pada gambar (4.13) menunjukkan bahwa hasil inversi memiliki kecocokan dengan Log AI. Formasi Lakota memiliki rentang nilai impedansi 28000-36000 ((ft/s)*(g/cc)). Batupasir ditunjukkan dengan nilai impedansi yang rendah, yaitu pada rentang 28000-32000 ((ft/s)*(g/cc)). Secara umum, analisis yang dilakukan berdasarkan data log pada masing-masing lokasi sumur mempunyai karakter impedansi akustik yang sama. Lapisan reservoir cenderung mempunyai nilai AI yang lebih rendah dari lapisan *shale* yang menyelinginya. Hasil dari inversi impedansi akustik menggunakan metode *model based* dapat memperlihatkan zona *porous* dengan nilai impedansi akustik rendah < 30000 ((ft/s)*(g/cc)) dan zona *tight* dengan nilai impedansi akustik tinggi > 30000 ((ft/s)*(g/cc)). Selanjutnya, hasil inversi ini akan dibuat *layering* sebanyak empat *layer* dengan masing-masing *layer* sebesar 25 ms sama rata berdasarkan ketebalan reservoir dan *time window* hasil inversi sebesar 100 ms. Hasil pembuatan horizon untuk tiap layernya kemudian dilakukan *slicing* sebanyak empat *map* AI (Gambar 4.14) yang kemudian keempat peta tersebut digunakan sebagai *input* data untuk analisis geostatistik, sehingga diperoleh persebaran properti fisis secara lebih akurat berdasarkan pembagian keempat peta pada Formasi Lakota.



Gambar 4. 14 Pembuatan *reservoir layering* dari hasil inversi menjadi peta AI Layer 1 (a), Layer 2 (b), Layer 3 (c), Layer 4 (d)

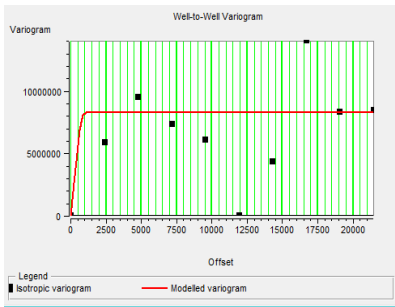
Dari pembuatan *layering* ini dapat terlihat pada tiap *map* memiliki persebaran AI yang berbeda satu sama lain. Hal ini disebabkan karena unit Batupasir Lakota memiliki karakteristik yang berbeda-beda pada tiap kedalaman.

4.7 Analisis Variogram

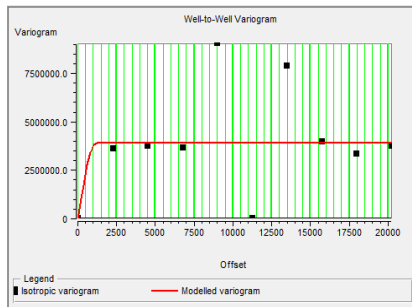
Variogram dibuat sebagai dasar kalkulasi dari metode *ordinary kriging*, untuk mendapatkan hubungan spasial antardata seiring bertambahnya *offset*. Dalam hal ini, analisis variogram dilakukan pada data sumur dan data seismik untuk melihat persebaran masing-masing data.

4.7.1 Variogram Well to well

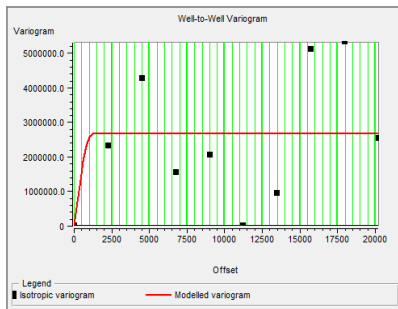
Berdasarkan analisis variogram sumur ke sumur dapat terlihat persebaran data sumur yang dalam hal ini adalah log AI yang tidak konsisten pada masing-masing sumur (Gambar 4.15), hal ini dikarenakan data sumur memiliki data yang cenderung fluktuatif dan datanya lebih sedikit dan terbatas secara lateral. Oleh karena itu, data sumur saja dianggap kurang cocok untuk digunakan dalam proses kriging.



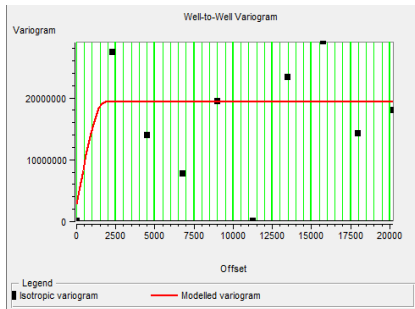
(a)



(b)



(c)



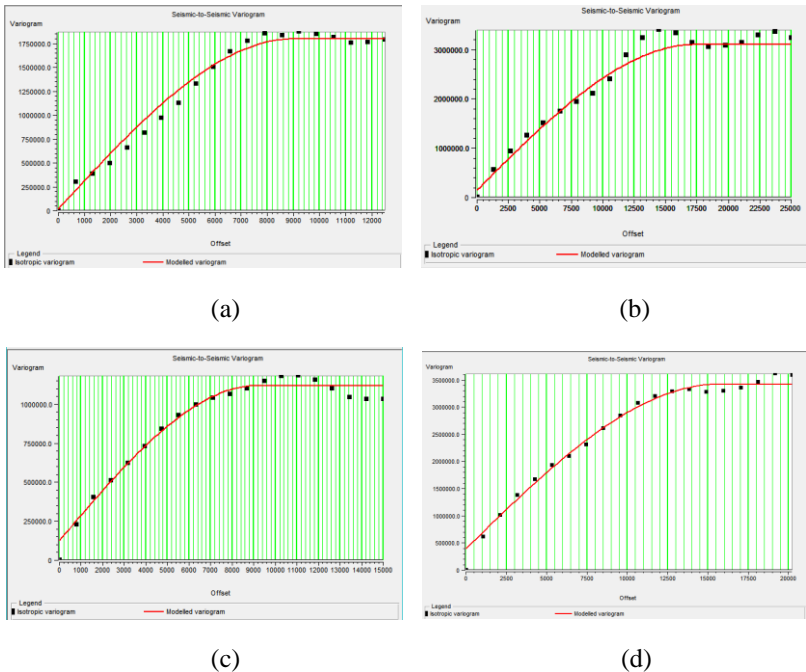
(d)

Gambar 4. 15 Variogram *well to well* dari Map AI 1 (a), Map AI 2 (b), Map AI 3 (c) dan Map AI 4 (d). Titik hitam menunjukkan sebaran data sumur dan garis merah merupakan hasil pemodelan variogram.

4.7.2 Variogram Seismic to seismic

Selain dilakukan analisis variogram menggunakan data sumur itu sendiri, kemudian variogram menggunakan data seismik juga perlu dianalisis untuk melihat tren persebaran data secara lateral. Berdasarkan hasil analisis

variogram seismik dapat terlihat bahwa data seismik memiliki kecenderungan data yang stasioner seiring bertambahnya *offset* (Gambar 4.16), hal ini dikarenakan data seismik bersifat lebih *dense* secara lateral dibandingkan dengan data sumur yang *sparse*.

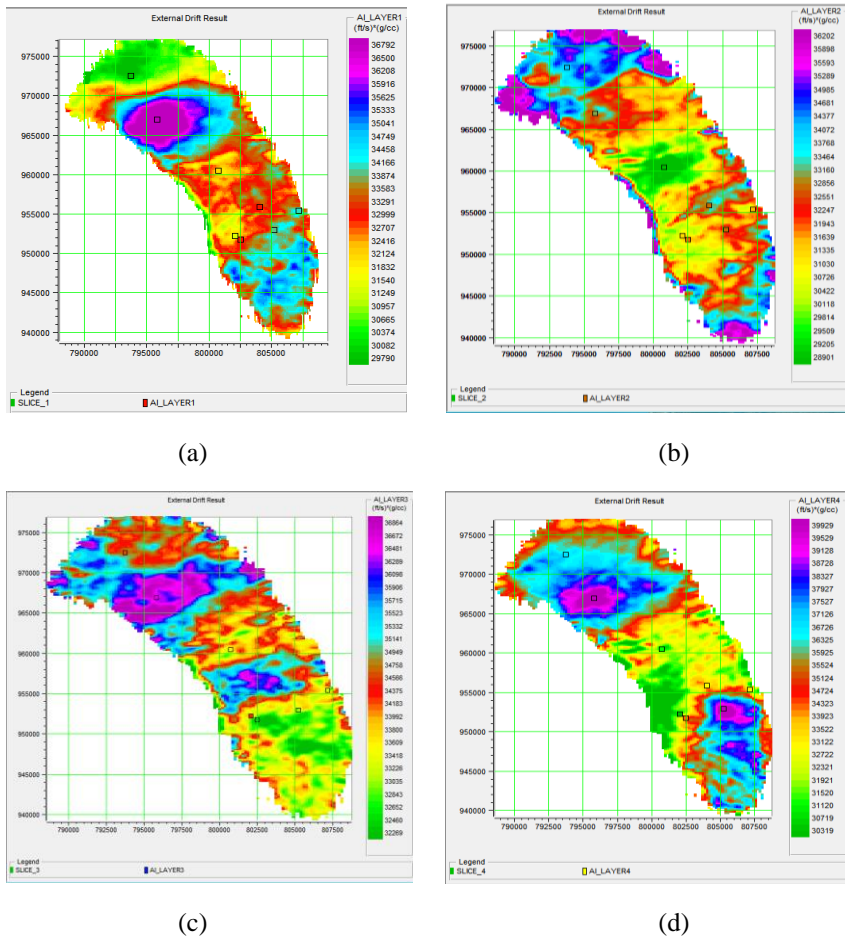


Gambar 4. 16 Variogram *seismic to seismic Map AI 1* (a), *Map AI 2* (b), *Map AI 3* (c) dan *Map AI 4* (d). Titik hitam menunjukkan sebaran data seismik dan garis merah merupakan hasil pemodelan variogram.

4.8 Kriging

Metode kriging yang digunakan adalah *Kriging with External Drift*, karena metode kriging ini merupakan metode kriging yang sederhana namun konsisten dengan data sumur. Metode ini mengasumsikan variabel yang digunakan tidak stasioner, dalam hal ini adalah data sumur yang tersebar mengikuti tren regional. Sehingga, variogram yang digunakan untuk kriging adalah variogram seismik sebagai *second variable trend*. Distribusi nilai AI hasil kriging pada masing-masing peta terlihat cukup konsisten satu sama lain pada

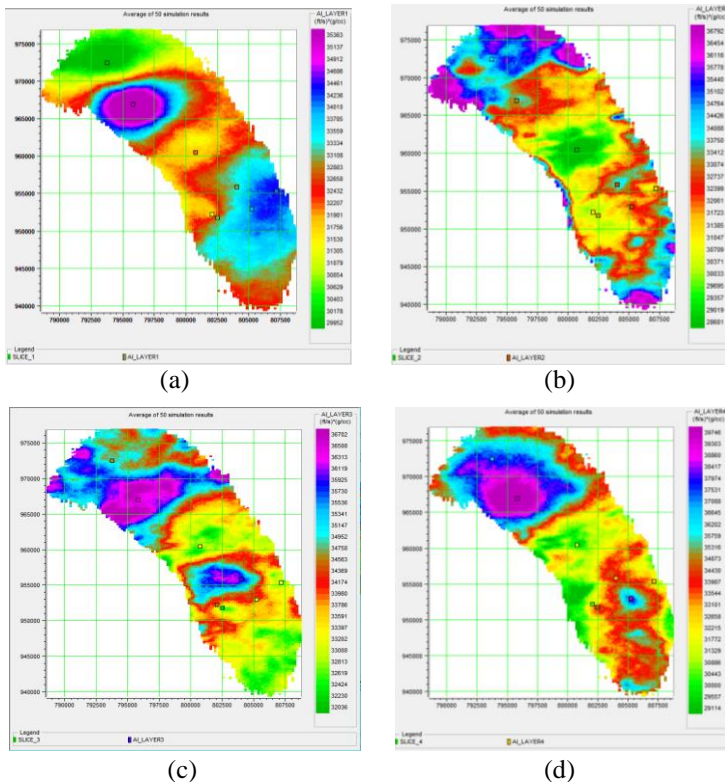
(Gambar 4.17). Hasil *cross plot* parameter AI antara hasil kriging dengan data sumur dapat dilihat pada lembar (Lampiran 3) menunjukkan korelasi yang baik untuk masing-masing *map* (0.8 - 0.98).



Gambar 4. 17 Hasil kriging persebaran AI dengan metode *external drift* pada Map 1 (a), Map 2 (b), Map 3 (c) dan Map 4 (d) menghasilkan hasil yang lebih *smooth*.

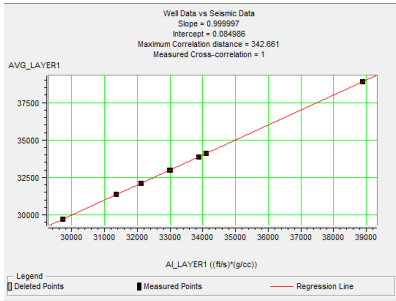
4.8 Simulasi Gaussian

Hasil dari kriging AI menghasilkan hasil peta yang lebih *smooth*, hasil tersebut yang kemudian akan disimulasi. Simulasi yang digunakan pada penelitian ini adalah *Sequential Gaussian Simulation* berbasis *grid*. Jumlah simulasi yang dihasilkan sebanyak 50 peta untuk masing-masing keempat peta AI yang telah dikriging sebelumnya. Hal ini dikarenakan makin banyak jumlah simulasi peta yang dihasilkan maka error yang dihasilkan semakin kecil sehingga interpolasi akan semakin baik. Pembuatan simulasi ini dibatasi oleh variogram seismik dengan asumsi linear Markov-Bayes dengan persamaan adalah $seimik = a * well + b$ sehingga variabel yang digunakan dalam simulasi tidak terlalu random. Hasil dari simulasi SGS yaitu lokasi yang tidak memiliki data secara sikuensial akan diinisiasi secara keseluruhan. *Sampling* yang diambil dari realisasi SGS dapat dilihat pada (Lampiran 4). Hasil dari simulasi dapat menunjukkan kemungkinan yang ekstrim namun masih konsisten dengan data sumur, dengan demikian simulasi akan berguna dalam hal melihat tren geologi.

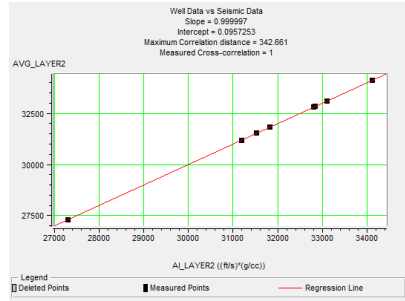


Gambar 4. 18 Hasil rata-rata simulasi 50 peta AI pada *Layer 1* (a), *Layer 2* (b), *Layer 3* (c) dan *Layer 4*

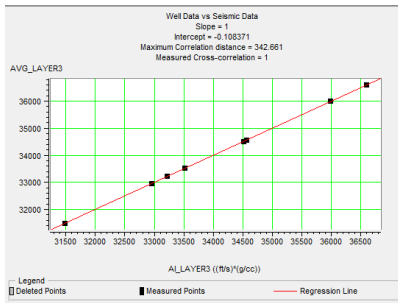
Berdasarkan hasil simulasi, maka asumsi peta yang dianggap paling benar adalah hasil rata-rata dari 50 realisasi peta (Gambar 4.18). Hasil *cross plot* antara data sumur dengan peta hasil rata-rata simulasi menunjukkan nilai *cross-correlation* sebesar 1 (Gambar 4.19).



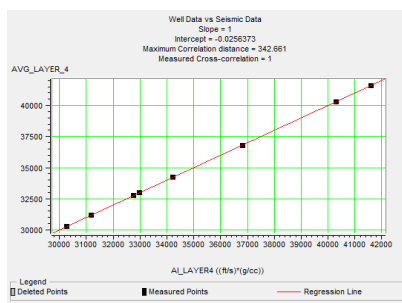
(a)



(b)



(c)



(d)

Gambar 4. 19 *Crossplot* antara data sumur dengan peta rata-rata simulasi AI pada *Map 1* (a), *Map 2* (b), *Map 3* (c) dan *Map 4* (d)

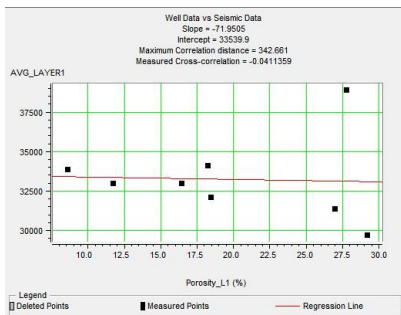
Hasil *cross plot* antara hasil peta rata-rata simulasi parameter AI hasil dengan data log menghasilkan korelasi sebesar 1 disebabkan karena proses *average* menghasilkan peta yang lebih *smooth* dan proses simulasi yang konsisten pada lokasi sumur, dimana setiap proses simulasi akan membawa sebanyak mungkin informasi data sumur untuk mengisi nilai yang kosong pada tiap *grid*.

4.9 Kriging parameter fisis reservoir

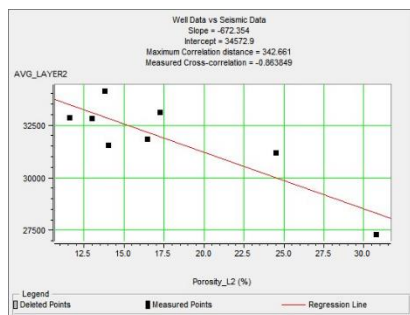
Peta AI hasil rata-rata simulasi dikorelasikan dengan properti fisis dari data log tiap sumur yang telah dibagi menjadi empat *range* berdasarkan horizon keempat *layer* karena data log sebagai kontrol akan memiliki karakteristik berbeda untuk tiap *layer* yang dibuat dari hasil inversi. Properti fisis batuan yang digunakan pada penelitian ini adalah V_{shale} dan porositas. Korelasi antara peta AI dan properti fisis pada sumur penelitian mengasumsikan bahwa data-data tersebut *valid* untuk lokasi lainnya. Untuk mengetahui persebaran properti fisis porositas dan V_{shale} tersebut maka digunakan metode *Kriging with External Drift*, dimana pada metode ini data log porositas maupun V_{shale} dikriging menggunakan tren dari seismik, dalam hal ini adalah peta rata-rata hasil simulasi AI.

4.9.1 Porositas

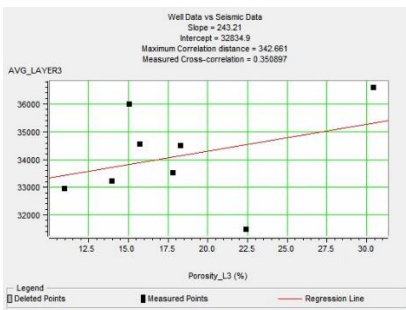
Data log porositas yang telah dikalkulasi sebelumnya kemudian dibuat *layering* sebagai kontrol untuk masing-masing peta. Dari hal ini, maka dapat diperoleh hubungan antara porositas dan AI pada masing-masing peta.



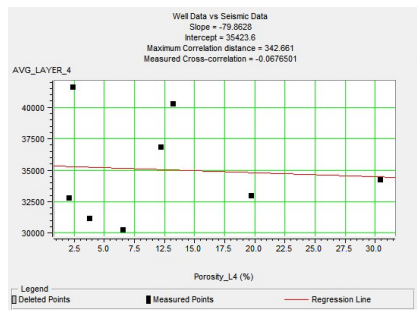
(a)



(b)



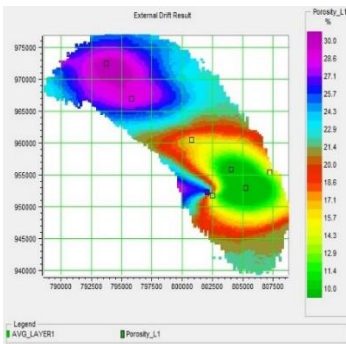
(c)



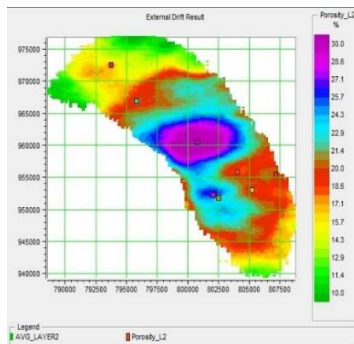
(d)

Gambar 4. 20 Hubungan log porositas dengan map AI sebagai *input* pada Map 1 (a), Map 2 (b), Map 3 (c) dan Map 4 (d). Titik hitam merupakan data pada setiap sumur, sedangkan garis merah merupakan garis regresi linier. Sumbu x merupakan nilai porositas dari log dan sumbu y merupakan *average map* AI hasil simulasi.

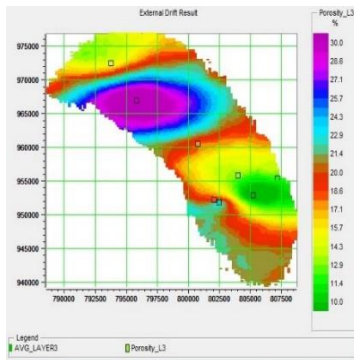
Berdasarkan hasil *cross plot* antara nilai korelasi log porositas dengan peta AI menunjukkan bahwa hubungan porositas dan AI berbanding terbalik. Hasil *cross plot* masing-masing layer menunjukkan bahwa Formasi Lakota memiliki karakteristik porositas yang berbeda-beda seiring bertambahnya kedalaman (Map 1 – Map 4). Hal ini dikarenakan Formasi Lakota terdiri dari sisipan *shale* yang mengisi pori batuan pada batupasir.



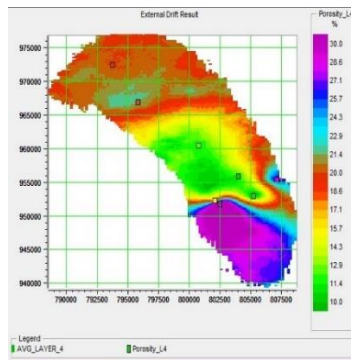
(a)



(b)



(c)

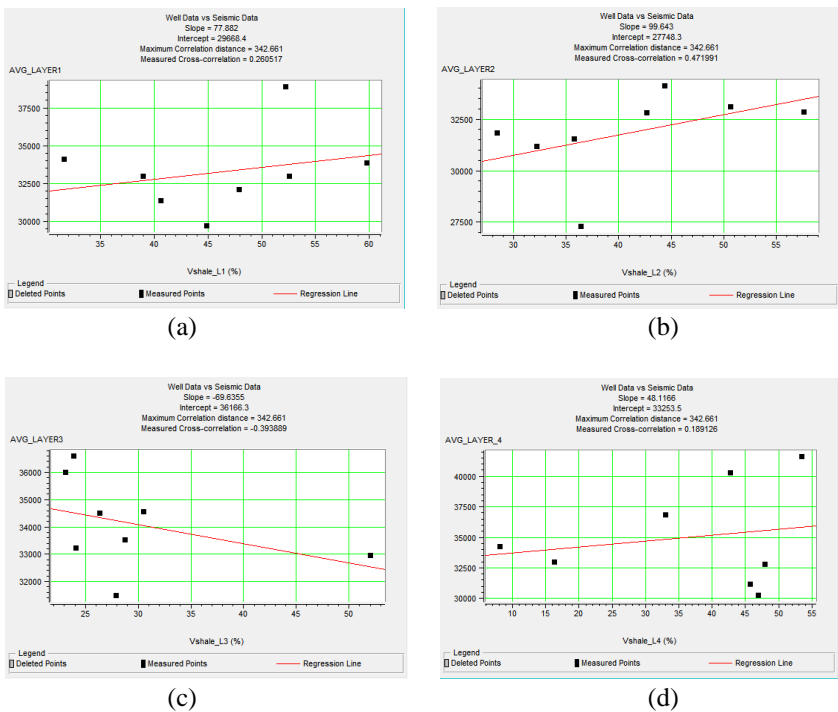


(d)

Gambar 4. 21 Hasil kriging sifat fisis porositas pada *Map 1* (a), *Map 2* (b), *Map 3* (c) dan *Map 4* (d). Nilai porositas untuk Formasi Lakota berada pada rentang 10-30%.

4.9.2 V_{shale}

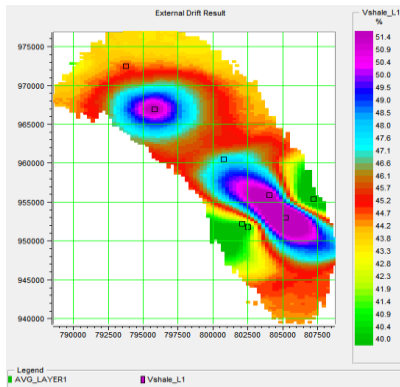
Data log V_{shale} yang telah dikalkulasi sebelumnya kemudian dibuat *layering* sebagai kontrol untuk masing-masing peta. Dari hal ini, maka dapat diperoleh hubungan antara porositas dan V_{shale} pada masing-masing peta.



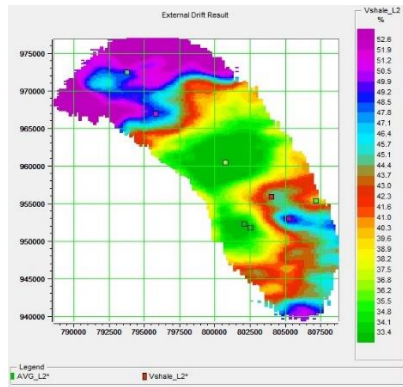
Gambar 4. 22 Hubungan log V_{shale} dengan *map* AI sebagai *input* pada *Map 1* (a), *Map 2* (b), *Map 3* (c) dan *Map 4* (d). Titik hitam merupakan data pada setiap sumur, sedangkan garis merah merupakan garis regresi linier. Sumbu x merupakan nilai V_{shale} dari log dan sumbu y merupakan *average map* AI hasil simulasi.

Berdasarkan hasil *cross plot* pada (Gambar 4.22) menunjukkan nilai korelasi antara log V_{shale} dengan AI sangat rendah, hal ini menunjukkan bahwa

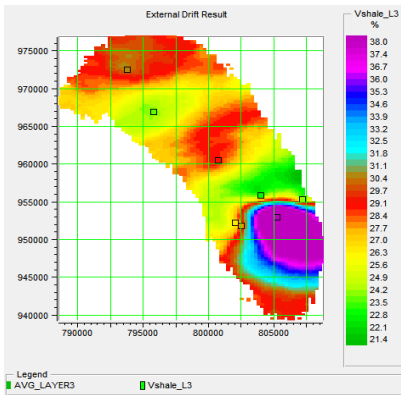
hubungan V_{shale} dan AI tidak berbanding secara linier. Karena litologi *shale* sendiri memiliki nilai AI yang rendah. Dari *crossplot* masing-masing *layer* juga dapat dilihat bahwa Formasi Lakota memiliki rentang nilai V_{shale} yang cukup besar, yaitu mencapai 50 %.



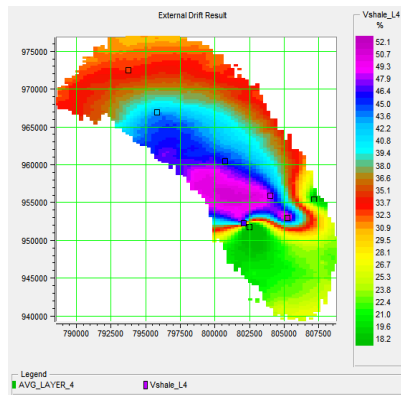
(a)



(b)



(c)

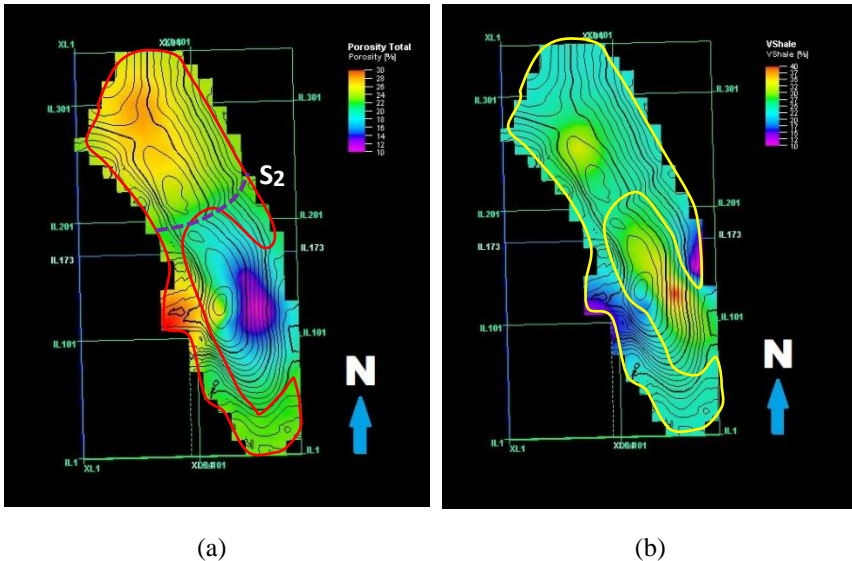


(d)

Gambar 4. 23 Hasil kriging sifat fisis V_{shale} pada Map 1 (a), Map 2 (b), Map 3 (c) dan Map 4 (d). Nilai V_{shale} untuk Formasi Lakota berada pada rentang 10-50%.

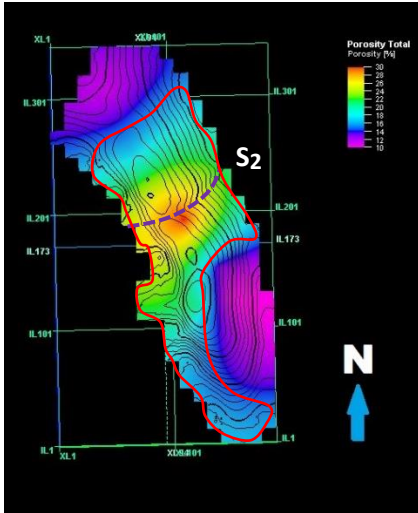
4.10 Interpretasi Bersama

Setelah diperoleh persebaran Porositas dan V_{shale} pada masing-masing *map* menggunakan metode *kriging with external drift*, selanjutnya masing-masing peta persebaran tersebut dapat diinterpretasi sebagai berikut:

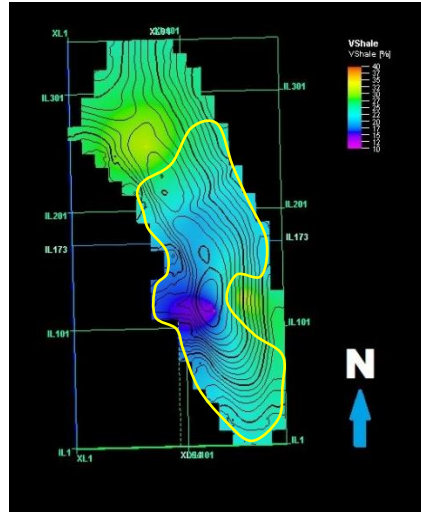


Gambar 4. 24 Peta persebaran Porositas Total (a) dan V_{shale} (b) yang di *overlay* dengan kontur *Time Structure Map* pada *Map 1*. Zona yang ditandai dengan warna merah menunjukkan nilai porositas tinggi, sedangkan nilai V_{shale} yang cukup rendah yang ditandai dengan zona berwarna kuning memiliki tren persebaran yang serupa dengan porositas tinggi.

Map 1 merupakan hasil *layering* pertama pada Formasi Lakota, dimana pada *layer* ini termasuk ke masa pengendapan akhir dari Formasi Lakota. Pada (Gambar 4.24) dapat terlihat adanya perbedaan yang signifikan pada nilai porositas bagian Barat Laut menunjukkan porositas yang tinggi (22-30%) sedangkan bagian Tenggara menunjukkan nilai porositas yang lebih rendah. Perbedaan nilai porositas tersebut dipisahkan oleh sesar normal (S_2) yang telah diinterpretasi sebelumnya pada (Gambar 4.6). Hal tersebut juga dapat terlihat dari nilai V_{shale} yang cukup rendah (10-25%) yang memiliki tren persebaran yang sama dengan zona porositas tinggi.



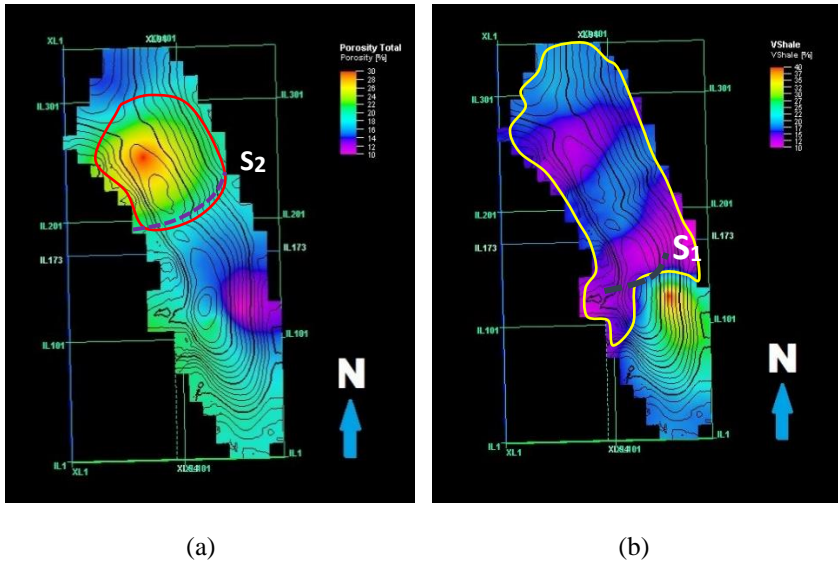
(a)



(b)

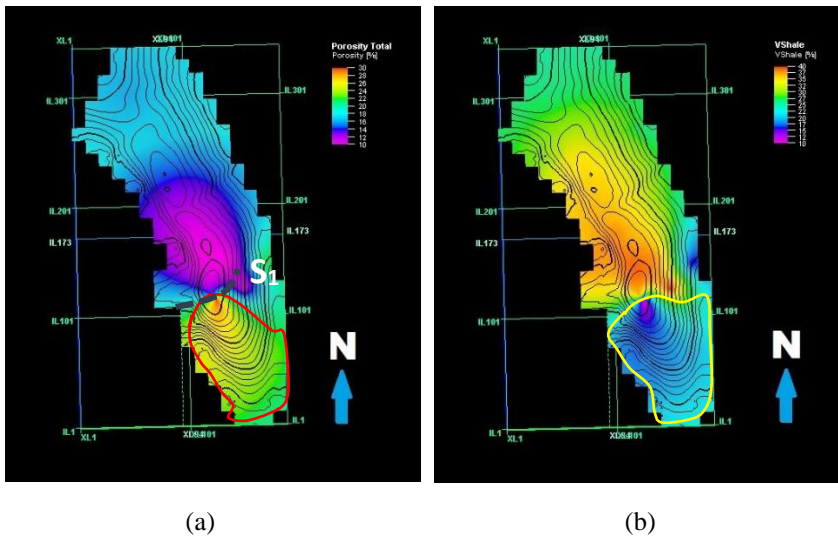
Gambar 4. 25 Peta persebaran Porositas Total (a) dan V_{shale} (b) yang di *overlay* dengan kontur *Time Structure Map* pada *Map 2*. Zona yang ditandai dengan warna merah menunjukkan nilai porositas tinggi, sedangkan nilai V_{shale} yang cukup rendah yang ditandai dengan zona berwarna kuning memiliki tren yang serupa dengan porositas tinggi.

Map 2 merupakan hasil *layering* kedua pada Formasi Lakota. Berdasarkan (Gambar 4.25) dapat terlihat bahwa nilai porositas total yang tinggi terpusat pada daerah sesar normal S_2 yang diinterpretasi pada (Gambar 4.6). Nilai porositas tersebut berada pada 18-30%. Persebaran V_{shale} rendah (10-20%) mempunyai tren yang serupa dengan zona porositas tinggi. Deformasi yang terjadi pada daerah penelitian mempengaruhi sifat fisis reservoir. Nilai porositas tinggi pada daerah tersebut disebabkan karena rekahan dan transisi batuan selama terjadi patahan dan kemungkinan pada daerah tersebut porositas pada batupasir belum terisi oleh *shale*, sehingga daerah tersebut merupakan zona yang *porous*.



Gambar 4. 26 Peta persebaran Porositas Total (a) dan V_{shale} (b) yang di *overlay* dengan kontur *Time Structure Map* pada *Map 3*. Zona yang ditandai dengan warna merah menunjukkan nilai porositas tinggi, sedangkan nilai V_{shale} yang rendah yang ditandai dengan zona berwarna kuning tersebar cukup luas pada daerah Barat Laut.

Map 3 merupakan hasil *layering* ketiga pada Formasi Lakota. Berdasarkan (Gambar 4.26) dapat terlihat bahwa nilai porositas total yang sangat tinggi sebesar 20-30% berada pada daerah Barat Laut yang berasosiasi dengan sesar normal (S_2) dengan arah orientasi Timur Laut - Barat Daya subparalel dengan *fold hinge* pada Lapangan Teapot. Persebaran V_{shale} rendah (10-17%) mempunyai persebaran yang lebih luas pada daerah Barat Laut. Persebaran porositas pada (Gambar 4.25 (a) dan Gambar 4.26 (a)) terlihat konsisten, namun tren persebaran V_{shale} tidak menunjukkan tren yang sama, hal tersebut dikarenakan V_{shale} pada *Map 3* (Gambar 4.26 (b)) memiliki nilai V_{shale} tinggi pada daerah Tenggara, sementara nilainya rendah pada bagian Barat Laut. Kemudian setelah terjadinya deformasi, yaitu adanya *oblique fault* S_2 , nilai V_{shale} tersebar cukup merata pada *Map 2* (Gambar 4.25 (b)). Berdasarkan struktur Antiklin Teapot, blok bagian Selatan posisinya lebih tinggi daripada blok bagian Utara, oleh karena itu persebaran *shale* berawal dari arah Tenggara ke Barat Laut.



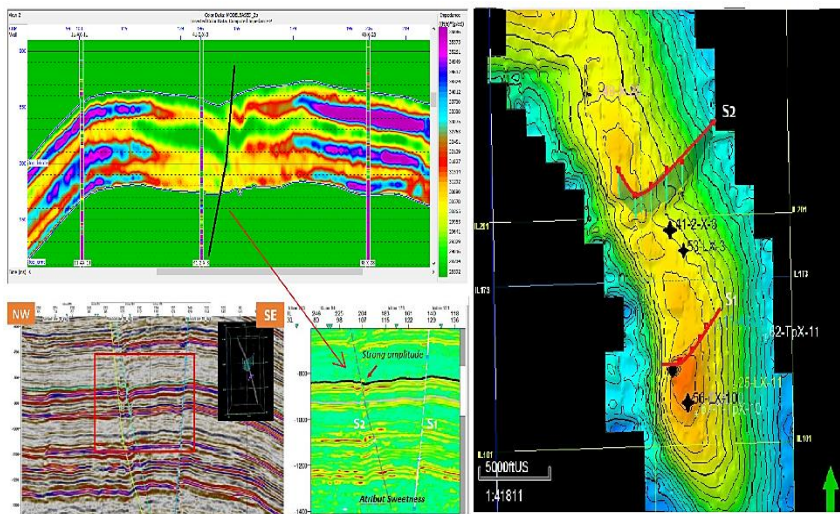
Gambar 4. 27 Peta persebaran Porositas Total (a) dan V_{shale} (b) yang di *overlay* dengan kontur *Time Structure Map* pada Map 4. Zona yang ditandai dengan warna merah menunjukkan nilai porositas tinggi, sedangkan nilai V_{shale} yang rendah yang ditandai dengan zona berwarna kuning memiliki tren persebaran yang serupa dengan porositas tinggi di bagian Tenggara.

Map 4 merupakan hasil *layering* keempat pada Formasi Lakota. *Layer* ini merupakan masa awal pengendapan Formasi Lakota. Berdasarkan (Gambar 4.27) dapat terlihat bahwa nilai porositas total yang sangat tinggi berada pada daerah Tenggara yang berasosiasi dengan sesar normal (S_1) yang menunjukkan *oblique fault* dengan arah orientasi Timur Laut – Barat Daya (Gambar 4.6), yaitu sebesar 22-30%. Pola pengendapan V_{shale} rendah (10-20%) mempunyai tren yang serupa dengan zona porositas tinggi.

Berdasarkan hasil keempat peta persebaran porositas dan V_{shale} , dapat disimpulkan bahwa pola pengendapan untuk keempat *layer* tidak berbeda secara signifikan satu sama lain. Hal tersebut dikarenakan Formasi Lakota terendapkan sebelum terjadinya patahan. Adapun rekahan dan patahan yang terjadi saat deformasi akan mempengaruhi sifat fisis reservoir tersebut. Faktor yang mempengaruhi adanya perbedaan nilai porositas yang drastis pada daerah sekitarnya dapat disebabkan oleh tekanan dibawah proses transisi batuan dari

ductile ke *brittle* selama zona transisi, banyaknya rekahan yang terbentuk dari patahan, fragmentasi butir pada batupasir dan terjadi *pore collapse*. Selain itu, dilihat dari nilai porositas total yang tinggi namun memiliki nilai V_{shale} tinggi pada daerah yang sama dapat disebabkan karena pori batuan telah terisi oleh *shale* yang mengakibatkan lapisan batuan menjadi *shaly sand* dimana daerah tersebut merupakan zona *tight* dengan nilai Impedansi yang cukup besar ($> 30000 \text{ ft/s} \cdot \text{g/cc}$). Dilihat dari karakter log pada (Gambar 4.1), daerah bagian Barat Laut memiliki ketebalan reservoir yang lebih tebal dan menipis ke arah Tenggara, hal ini sesuai jika melihat persebaran porositas dan V_{shale} pada masing-masing *Map*, bahwa tren pengendapan Formasi Lakota berarah Barat Laut – Tenggara.

Porositas yang dianggap baik sebagai reservoir dapat dilihat pada lingkaran merah, dimana porositas total menunjukkan nilai 20 -30 % sehingga dalam hal ini porositas total yang dimaksud pada *layer* tersebut termasuk porositas yang bersih maupun terisi oleh *shale*. Persebaran nilai V_{shale} berada pada rentang 10 – 40 %, hal ini dikarenakan Formasi Lakota merupakan *interbedded shaly sand*.



Gambar 4. 28 Interpretasi daerah penelitian berdasarkan hasil inversi, atribut *sweetness* dan struktur geologi. Zona reservoir berasosiasi pada daerah patahan. Tanda bintang hitam merupakan sumur produksi.

Interpretasi antara hasil inversi, atribut *sweetness* dan struktur geologi menunjukkan daerah yang terasosiasi oleh sesar normal S_1 dan S_2 merupakan zona reservoir, hal ini ditunjukkan dengan nilai impedansi 28000-34000 ft/s*g/cc di sumur 41-2-X-3 berdasarkan hasil inversi dan aplikasi atribut *sweetness* menunjukkan zona *gas brine* yang ditandai dengan *strong amplitude* pada daerah tersebut. Hal tersebut dapat dibuktikan dengan adanya sumur produksi 41-2-X-3, 53-LX-3 dan 56-LX-10 pada (Gambar 4.28) dengan keterangan produksi pada (Lampiran 5). Adapun adanya perbedaan pada rentang nilai impedansi tersebut terjadi karena porositas Batupasir Lakota yang telah tersaturasi oleh gas, dimana sebelumnya telah dijelaskan oleh (Sukmono, 1999) bahwa porositas dan fluida pengisi pori batuan akan lebih mempengaruhi nilai impedansi akustik daripada nilai densitas batuan itu sendiri. Fenomena ini juga sesuai dengan konsep dari *petroleum system*, dimana patahan S_1 dan S_2 berperan sebagai jebakan hidrokarbon membentuk *two way dip closure trap*.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Hasil inversi menunjukkan nilai impedansi Formasi Lakota berada pada rentang 28000-36000 ft/s*g/cc. Formasi ini merupakan *interbedded shaly sand*.
2. Hasil analisis geostatistik menghasilkan nilai porositas total pada keempat *layer map* berada pada rentang 20 – 30 % yang diindikasikan sebagai karakteristik reservoir yang baik tersebar pada daerah Barat Laut. Sementara itu, nilai V_{shale} pada keempat *layer map* berada pada rentang 10 – 40 %. Tren persebaran nilai V_{shale} tidak sepenuhnya sama dengan tren porositas tinggi pada masing-masing *map*, hal tersebut dikarenakan distribusi *shale* yang tidak merata selama deformasi terjadi.
3. Nilai porositas tinggi dengan V_{shale} yang juga tinggi pada daerah Barat Laut terjadi karena zona tersebut merupakan zona *tight* (nilai $AI > 30000 \text{ ft}^3/\text{s}^2/\text{g}^2/\text{cc}$)
4. Adanya perbedaan nilai porositas yang drastis dapat disebabkan karena pori batupasir yang telah tersaturasi oleh gas, yang dapat dilihat dengan menerapkan atribut *sweetness* menunjukan zona *gas brine* terdapat pada daerah sesar normal di sekitar sumur 41-2-X-3 dengan nilai impedansi rendah (28000-34000 ft/s*g/cc).
5. Dua sesar normal mayor berorientasi Timur Laut – Barat Daya berperan sebagai jebakan hidrokarbon pada reservoir Batupasir Lakota membentuk *two way dip closure trap*. Daerah yang diapit oleh kedua patahan tersebut merupakan daerah yang telah terbukti memproduksi gas pada Formasi Lakota, yaitu pada sumur 41-2-X-3, 53-LX-3 dan 56-LX-10 berdasarkan data produksi Lapangan Teapot.

5.2 Saran

Saran untuk penelitian ini adalah dapat dilakukan analisis multiatribut dan dekomposisi spektral sehingga fitur geologi dapat terlihat jelas serta dapat diaplikasikan inversi geostatistik untuk memperoleh model bawah permukaan yang akurat dengan persebaran sifat fisis fluida pada daerah penelitian.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR PUSTAKA

- Bradley, M.E. (1985), *Practical seismic interpretation*, Springer Netherlands.
- Brown, A. R. (2011), *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*, AAPG Memoir 42, 7th Edition SEG Investigations in Geophysics, No. 9, hal. 310-311.
- CGG Hampson-Russell 10.2 (2016), *Help guides – Kriging Theory*.
- Cooper, S.P., Goodwin, L.B., Lorenz, J.C., Cooper, S.P. dan Technology, G. (2006), *Fracture and fault patterns associated with basement-cored anticlines : The example of Teapot Dome, Wyoming*, Vol.12, No.12, hal. 1903–1920.
- Curry, W.H., Jr. (1977), *Teapot Dome-Past, Present, and Future: AAPG Bulletin*, Vol. 61/5, hal. 671-697.
- Deutsch, C. V., Zanon, S. (2002), *Ultimatesgsim: Non-stationary sequential gaussian simulation by rock type - Paper 51*, No. 4.
- Deutsch, C.V., Journel, A.G. (1998), *Geostatistical Reservoir Modeling*, Oxford University Press.
- Dubrule, O. (2003), *Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models*, Society Exploration of Geophysicists.
- Journel, A.G. (1988), *Geostatistics for the Environmental Sciences, EPA Project Report*, No. CR 811893.
- Kelkar, M., Perez, G. (2001) *Applied Geostatistics for Reservoir Characterization*, Society of Petroleum Engineers Publishing.
- Miall, A.D. (1985), *Architectural-Element Analysis: A New Method of Facies Analysis Applied to Fluvial Deposits*, Earth-Science Reviews Elsevier Science Publishers, Vol.22, hal. 261–308.
- Oliver, M. A., Shine, J. A. and Slocum, K. A. (2005) *Using the variogram to explore imagery of two different spatial resolutions*, The International Journal of Remote Sensing 26:15, hal. 3225-3240.

- Palmer, A.R. (1983), *The Decade of North American Geology; Geologic Time Scale: Boulder, Colorado, Geological Society of America, hal. 2.*
- Pradana, D.R. (2017), Analisis Sebaran Reservoir Batupasir “Dakota” Dan Reservoir Shale “Niobrara” Menggunakan Metode Seismik Inversi Dan Geostatistik, Studi Kasus Lapangan “Teapot”, Wyoming, USA. Surabaya. Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Putra, I.E. (2010) Identifikasi Reservoir *Properties* (Litologi Dan Porositas) Menggunakan Inversi *Acoustic Impedance* (AI): Studi Kasus Pada Lapangan Boonsville, Texas, Amerika Serikat. Jakarta. FMIPA Universitas Indonesia.
- Russell, B.H. (1988), *Introduction to Seismic Inversion Methods: Third edition*, Society Exploration of Geophysicists.
- Ruzi, F. (2008), Pemodelan dan Karakterisasi Reservoir Batupasir 1950' dan 2110' Formasi Bekasap Menggunakan Metode Geostatistik, Cekungan Sumatera Tengah. Jakarta. Universitas Indonesia.
- Sukmono, S. (1999), Interpretasi Seismik Refleksi, Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. (2000), Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir, Jurusan Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung.
- Sheriff, R.E. (1980), *Seismic stratigraphy*, IHRDC.
- Suprajitno, M. (2005), Pengantar Geostatistik, Universitas Indonesia.
- Thom, W.T., Jr., Spieker, E.M. (1931), *The significance of geologic conditions in Naval Petroleum Reserve No. 3, Wyoming: U.S. Geological Survey Professional Paper No. 163*, hal. 64.
- Veeken, Paul C.H., Moerkerken, B. (2007), *Seismic Stratigraphy and Depositional Facies Models*, EAGE Publications.
- Vilela, E.C., Duarte, A.R., Naves, R. V., Santos, S.C., Seraphin, J.C. dan Ferri, P.H. (2013), *Spatial chemometric analyses of essential oil variability in eugenia dysenterica*, Journal of the Brazilian Chemical Society, Vol.24, No.5, hal. 873–879. <http://doi.org/10.5935/0103-5053.20130099>.
- Wegemann, C.H. (1911), *The Salt Creek Oil Field, Wyoming: United States Geological Survey Bulletin 452*, hal. 37.

Wegemann, C.H. (1918), *The Salt Creek Oil Field, Wyoming, United States Geological Survey Bulletin* 670, hal. 52.

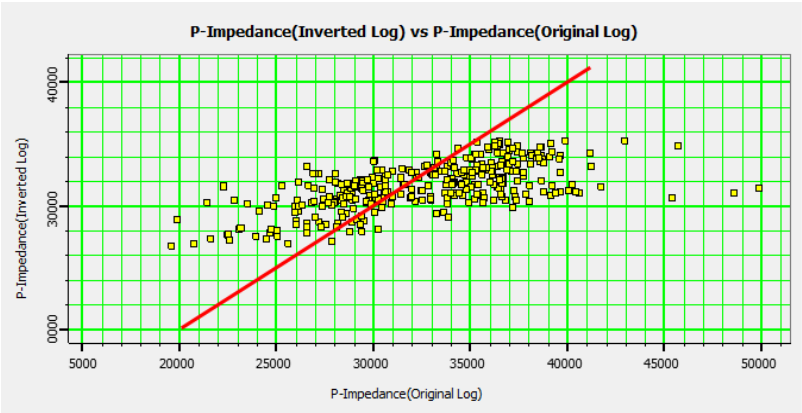
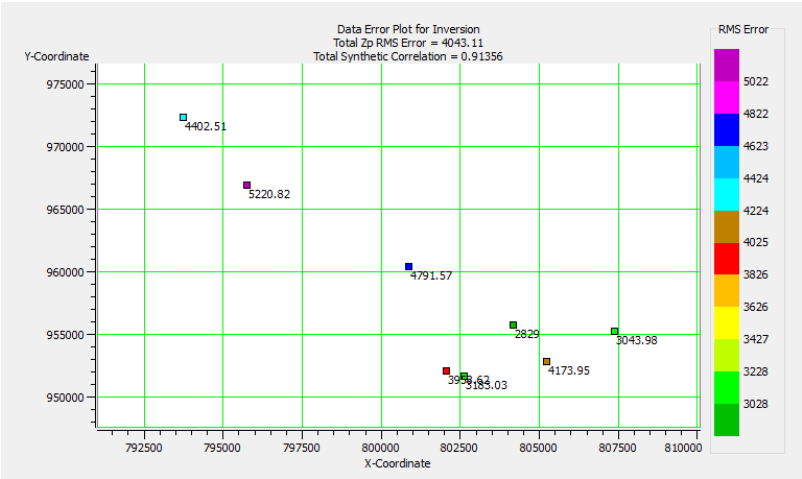
Yilmaz, O. (2001), *Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data*, Society Exploration of Geophysicists.

“

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

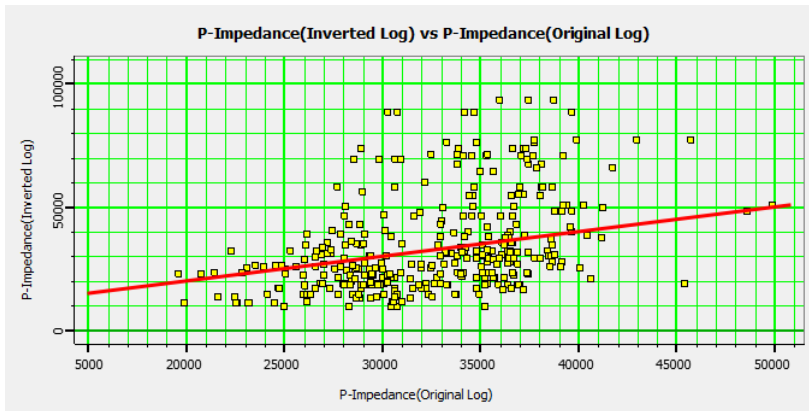
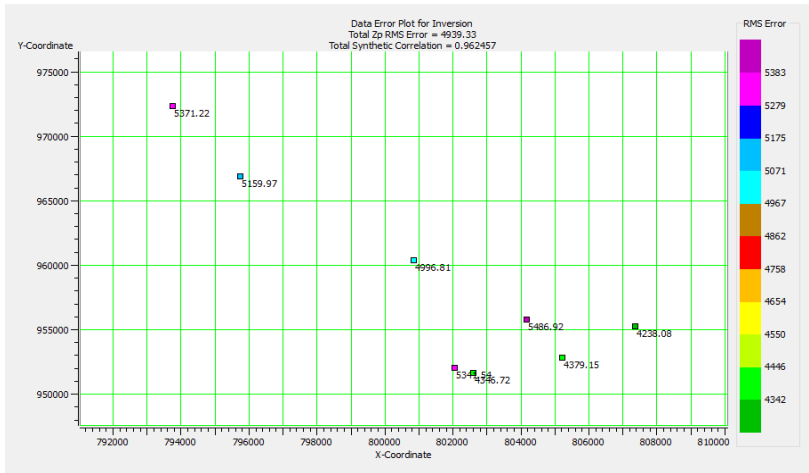
LAMPIRAN 1

Plot error dan *cross plot* Inversi Bandlimited



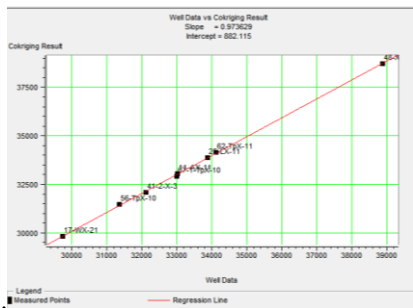
LAMPIRAN 2

Plot error dan cross plot Inversi Linear P. Sparse-spike

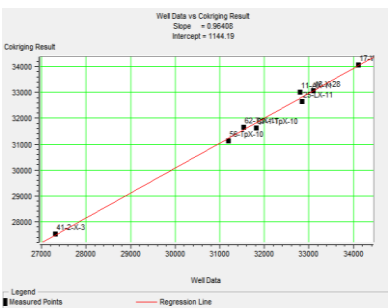


LAMPIRAN 3

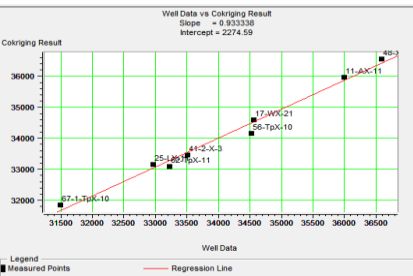
Cross plot Kriging with External Drift (Parameter AI)



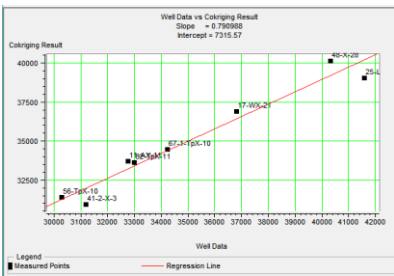
Map AI Layer 1



Map AI Layer 2



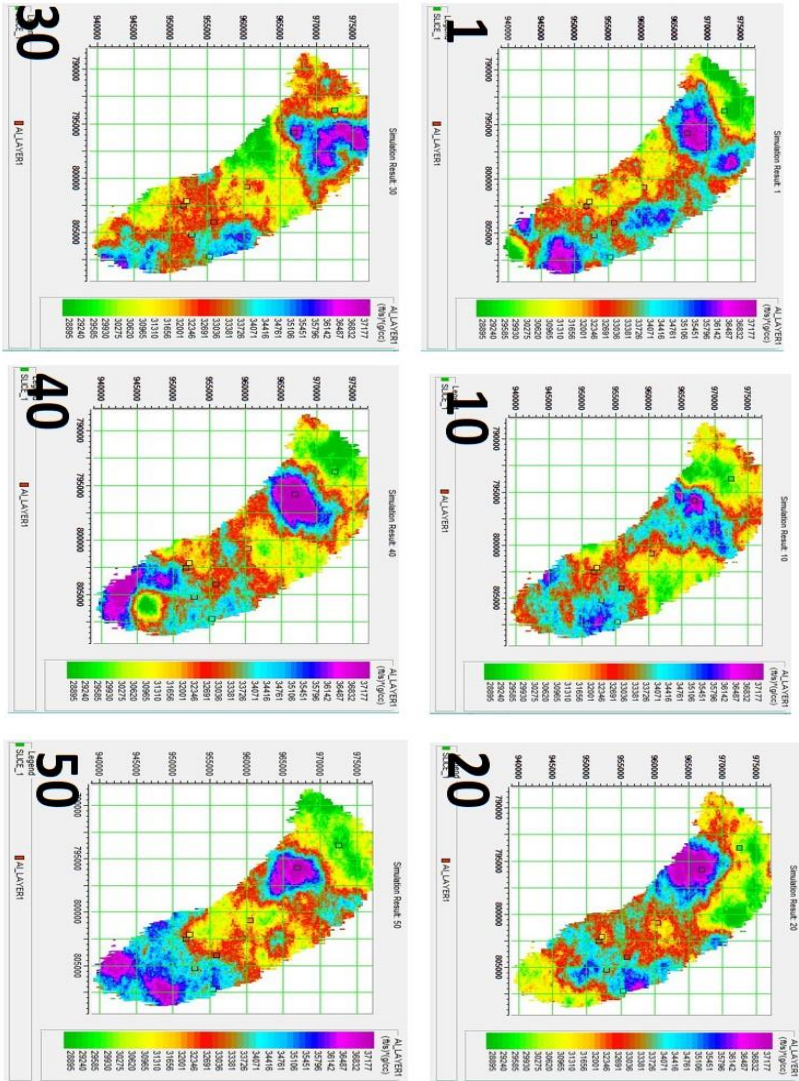
Map AI Layer 3



Map AI Layer 4

LAMPIRAN 4

Sampling realisasi pada Map AI Layer ke -1



LAMPIRAN 5

Tabel sumur produksi Batupasir Lakota, Teapot Dome. (sumber: RMOTC)

490251093700	53-LX-3	Dec-83	0	0	19436	31	Lakota
490251093700	53-LX-3	Jul-84	4	0	0	1	Lakota
490251093700	53-LX-3	Aug-84	6	0	2123	3	Lakota
490251093700	53-LX-3	Sep-84	18	0	3013	10	Lakota
490251093700	53-LX-3	Aug-85	34	0	0	8	Lakota
490251093700	53-LX-3	Sep-85	181	1583	0	29	Lakota
490251093700	53-LX-3	Oct-85	6	767	0	14	Lakota
490251093700	53-LX-3	Nov-93	6	479	0	9	Lakota
490251093700	53-LX-3	Dec-93	96	2232	719	31	Lakota
490251093700	53-LX-3	Jan-94	130	1953	752	31	Lakota
490251093700	53-LX-3	Feb-94	117	1764	463	28	Lakota
490251093700	53-LX-3	Mar-94	88	1335	323	22	Lakota
490251093700	53-LX-3	Apr-94	110	1821	772	30	Lakota
490251093700	53-LX-3	May-94	85	1396	616	23	Lakota
490251093700	53-LX-3	Jun-94	93	1518	920	25	Lakota
490251093700	53-LX-3	Jul-94	118	1882	595	31	Lakota
490251093700	53-LX-3	Aug-94	101	1518	429	25	Lakota
490251093700	53-LX-3	Sep-94	76	1364	217	23	Lakota
490251093700	53-LX-3	Oct-94	106	1838	292	31	Lakota
490251093700	53-LX-3	Nov-94	103	1779	254	30	Lakota
490251093700	53-LX-3	Dec-94	100	1838	227	31	Lakota
490251093700	53-LX-3	Jan-95	94	1720	193	29	Lakota
490251093700	53-LX-3	Feb-95	66	1245	147	21	Lakota
490251093700	53-LX-3	Mar-95	72	1234	76	31	Lakota
490251093700	53-LX-3	Apr-95	11	199	17	5	Lakota

490251071000	56-LX-10	Sep-78	1739	2268	2263	21	Lakota
490251071000	56-LX-10	Oct-78	1252	5564	1773	28	Lakota
490251071000	56-LX-10	Nov-78	1125	5763	1555	29	Lakota
490251071000	56-LX-10	Dec-78	628	0	4361	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jan-79	412	0	3338	21	Lakota
490251071000	56-LX-10	Feb-79	546	0	7630	28	Lakota

490251071000	56-LX-10	Mar-79	588	0	12408	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Apr-79	605	0	14322	29	Lakota
490251071000	56-LX-10	May-79	0	3	0	17	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jun-79	173	2646	24	18	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jul-79	36	908	7	6	Lakota
490251071000	56-LX-10	Aug-79	19	454	3	3	Lakota
490251071000	56-LX-10	Sep-79	174	2360	33	27	Lakota
490251071000	56-LX-10	Oct-79	29	1522	27	26	Lakota
490251071000	56-LX-10	Nov-79	33	1405	20	24	Lakota
490251071000	56-LX-10	Dec-79	39	1686	0	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jan-80	8	911	9	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Feb-80	3	265	0	9	Lakota
490251071000	56-LX-10	Mar-80	0	29	0	1	Lakota
490251071000	56-LX-10	Apr-80	2	1208	0	14	Lakota
490251071000	56-LX-10	May-80	8	393	0	17	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jun-80	131	2770	10	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jul-80	48	2586	11	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	Aug-80	73	3049	0	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Sep-80	81	3391	269	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	Oct-80	76	2864	0	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Nov-80	89	2412	140	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	Dec-80	81	3153	0	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jan-81	62	3286	167	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Feb-81	75	2848	0	28	Lakota
490251071000	56-LX-10	Mar-81	85	3153	0	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Apr-81	0	3480	0	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	May-81	82	3153	0	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jun-81	79	3051	0	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jul-81	87	3153	0	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Aug-81	188	660	0	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Sep-81	170	639	0	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	Oct-81	175	660	0	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Nov-81	170	639	0	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	Dec-81	97	383	0	18	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jan-82	93	2045	75	23	Lakota
490251071000	56-LX-10	Feb-82	149	2171	189	27	Lakota

490251071000	56-LX-10	Mar-82	116	946	728	17	Lakota
490251071000	56-LX-10	Apr-82	171	2026	2784	29	Lakota
490251071000	56-LX-10	May-82	133	2043	2976	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jun-82	102	1926	2987	29	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jul-82	86	1732	286	26	Lakota
490251071000	56-LX-10	Aug-82	64	1959	350	25	Lakota
490251071000	56-LX-10	Sep-82	105	2242	450	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	Oct-82	89	1709	360	24	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jul-84	21	2474	0	26	Lakota
490251071000	56-LX-10	Aug-84	52	2898	0	28	Lakota
490251071000	56-LX-10	Sep-84	64	2086	0	22	Lakota
490251071000	56-LX-10	Oct-84	91	2939	0	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Nov-84	116	2574	0	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	Dec-84	95	2314	0	29	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jan-85	104	2474	0	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Feb-85	86	2234	0	28	Lakota
490251071000	56-LX-10	Mar-85	62	1664	0	20	Lakota
490251071000	56-LX-10	Apr-85	94	2496	0	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	May-85	79	2414	0	28	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jun-85	55	2694	0	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jul-85	44	2663	0	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Aug-85	99	5183	5517	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Sep-85	90	4682	3869	28	Lakota
490251071000	56-LX-10	Oct-85	100	5183	4670	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Nov-85	54	2842	2237	17	Lakota
490251071000	56-LX-10	Dec-85	126	4074	2836	22	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jan-86	9	2104	1654	12	Lakota
490251071000	56-LX-10	Feb-86	0	4425	2994	26	Lakota
490251071000	56-LX-10	Mar-86	0	5276	3638	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Apr-86	33	2934	0	15	Lakota
490251071000	56-LX-10	May-86	15	1369	0	7	Lakota
490251071000	56-LX-10	Aug-90	36	2635	297	16	Lakota
490251071000	56-LX-10	Sep-90	105	4501	491	26	Lakota
490251071000	56-LX-10	Oct-90	36	1558	187	9	Lakota
490251071000	56-LX-10	Nov-90	87	1748	165	7	Lakota
490251071000	56-LX-10	Feb-91	301	6392	776	28	Lakota

490251071000	56-LX-10	Mar-91	197	7087	1020	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Apr-91	201	7611	915	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	May-91	134	3491	692	23	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jun-91	103	1837	424	19	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jul-91	309	9430	2343	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Aug-91	184	7971	1617	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	Sep-91	111	7065	3376	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	Oct-91	43	2591	1252	11	Lakota
490251071000	56-LX-10	Nov-91	69	4178	2068	19	Lakota
490251071000	56-LX-10	Dec-91	163	5513	2947	29	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jan-92	179	4889	3157	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Feb-92	143	4100	2215	26	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jun-92	84	2366	1380	15	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jul-92	176	4889	2514	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Aug-92	137	3943	1891	25	Lakota
490251071000	56-LX-10	Sep-92	165	4731	2574	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	Oct-92	177	4889	2780	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Nov-92	84	6294	3207	30	Lakota
490251071000	56-LX-10	Dec-92	82	6504	2979	31	Lakota
490251071000	56-LX-10	Jan-93	15	1259	519	6	Lakota
490251071000	56-LX-10	Nov-93	22	1678	681	8	Lakota

BIODATA PENULIS



Bidara Kalandra lahir di Jakarta, 17 Agustus 1996 merupakan anak keempat dari lima bersaudara. Penulis menempuh pendidikan di TK Nurul Hidayah, SDN Bekasi Jaya IX (2002-2008), SMPN 1 Bekasi (2008-2011), dan SMAN 1 Bekasi (2011-2014). Penulis mulai menempuh pendidikan perkuliahan di Departemen Teknik Geofisika ITS pada tahun 2014. Selain mengikuti perkuliahan akademik, penulis juga aktif berorganisasi, seperti menjadi Staff Divisi Seni dan Olahraga Badan Eksekutif

Mahasiswa Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan ITS dan Staff Media Informasi Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ITS (2015-2016), Ketua Divisi Seni dan Olahraga Departemen Dalam Negeri HMTG ITS (2016-2017), Staff KMTG AL-ARDH (2016-2017), Staff Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia sebagai tim redaksi majalah HMGZine (2015-2017). Penulis juga memiliki beberapa pengalaman dalam bidang kepanitiaan seperti Staff Divisi Kreatif dan Liaison Officer dalam acara Petroleum Integrated Days yang diselenggarakan oleh SPE ITS SC (2015 dan 2016). Penulis juga pernah mengikuti acara Asia Pacific Society of Petroleum Engineers Conference 2015 di UiTM, Malaysia dan ITS Goes Global Singapore pada tahun 2017. Selain bidang organisasi, penulis juga menekuni kegiatan lainnya seperti seni bela diri Taekwondo dan desain grafis. Untuk pengalaman kerja, penulis memiliki pengalaman kerja praktik di PT. Pertamina EP Jakarta pada tahun 2016 dengan judul Interpretasi Data Seismik 2D dengan Pembuatan *Time Structure Map* Formasi Minahaki Area “X”, Cekungan Banggai-Sula. Penulis berpesan kepada seluruh mahasiswa Teknik Geofisika ITS untuk memiliki semangat untuk terus belajar dan berani untuk mengeksplorasi tidak hanya dalam bidang akademik dan perkuliahan saja namun juga di bidang non-akademis dan luar kampus. Bila ada diskusi lebih lanjut terkait tugas akhir ini dapat menghubungi penulis melalui e-mail ke alamat kaliandravidara@gmail.com.